

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA
LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE
LLANITO**

LIA MARGARITA COHEN PATERNINA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2008

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA
LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE
LLANITO**

LIA MARGARITA COHEN PATERNINA

Trabajo de Grado en Investigación presentado como requisito para optar al título
de Ingeniero Químico

Director UIS

ÁLVARO RAMIREZ GARCÍA

Ph D, Ingeniero Químico

Universidad Industrial de Santander

Director ICP

CARLOS ERNESTO MEDINA ZÁRATE

Ingeniero de Petróleos

Líder de Proyectos, Optimización de Producción

Instituto Colombiano del Petróleo – ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A DIOS, por permitir que todos mis sueños se hagan realidad, por ser mi guía y mi compañero incondicional, por llevarme de la mano y nunca dejarme desfallecer en los momentos de tristeza, por que siempre has estado a mi lado como el padre todo poderoso para el que nada es imposible.

A mi papito, por ser el mayor ejemplo de superación y perseverancia que jamás me hallan podido dar, por todo tu esmero y esfuerzo para darme siempre y en todo momento lo mejor de ti, por ser mi gran apoyo en todas las duras etapas de la vida y por ser simple y sencillamente el mejor papa del mundo.

A mi mami, la mujer que nunca le importo hacer su vida profesional a un lado para darle lo mejor de si a sus hijos, gracias mima por tu dedicación sin limites, por hacer de mi lo que hoy soy.

A mis hermanos, Ingrid, Saul, Steffany y Guillermo, por ser mis compañeros y amigos en todo momento, por que cuando necesite una palabra de afecto siempre estuvieron a mi lado, gracias por hacerme creer siempre que una familia lo puede todo.

A mi abuelita Carlota, por su amor incondicional y sus oraciones por mi, las cuales Dios a sabido escuchar muy bien.

A mis amigos y compañeros, que de una u otra forma estuvieron a mi lado en los momentos tristes y alegres, por acompañarme en esta etapa de mi vida, por ayudarme acrecer personal y profesionalmente.

A Henderson, el hombre que con su ternura y amor se robo mi corazón, por llenar mi vida de felicidad y de sueños que solo quiero vivir a su lado, gracias mi lindo por llegar a mi vida y formar parte de esta etapa tan maravillosa, por que a pesar de la distancia siempre he sentido que estas aquí conmigo acompañándome en todo.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme la fortaleza para salir adelante a pesar de las dificultades, por ser mi alimento espiritual y ser mi amigo incondicional, por todas y cada una de las personas que has puesto en mi camino para hacer realidad todos mis sueños, gracias por la vida que me regalaste y por hacerme sentir siempre que soy tu niña consentida.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL, por brindarme la gran oportunidad y hacer realidad el sueño de trabajar junto a ellos y para ellos.

Al Ingeniero de Petróleos Carlos Ernesto Medina Zárate, por su valiosa orientación, por su dedicación y paciencia, por sus enseñanzas y la oportunidad de trabajar a su lado y aprender de su experiencia.

A la Universidad Industrial de Santander, por darme la oportunidad de hacer parte de ella y permitir que hoy se cumpla este gran sueño, por mi formación profesional y personal.

Al Ingeniero Químico Ph.D. Álvaro Ramírez García por sus invaluable aportes, por sus sugerencias y recomendaciones.

Al Grupo de Investigación de la Escuela de Petróleos, Campos Maduros, en especial a los ingenieros Esperanza cotes, Rubén Castro, Alejandro Sandoval y Leonardo Triana por creer en mí y por el apoyo incondicional que me brindaron en todo momento, a la Dra. Zuly Himelda Calderón, Decana de la Facultad de Ingenierías Físicoquímicas y a mis compañeros por brindarme la oportunidad de trabajar junto a ellos y aprender de sus experiencias académicas.

A todo el equipo de trabajo del Laboratorio de Química de Producción del ICP, Álvaro, Yolanda, Juan Carlos, Jorge, Cesar y Reinaldo, por hacer que de mi trabajo junto a ellos una experiencia agradable, por todos sus aportes y colaboración para el desarrollo de este trabajo.

A los profesores de la UIS por sus enseñanzas, a todo el personal de la escuela de ingeniería Química que de una u otra forma me ayudaron en la realización de este sueño.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1 Que es una Fractura Hidráulica.	3
1.2 Fluidos de Fractura	4
1.2.1 Clasificación de los fluidos de fractura [6, 10, 12, 20].	5
2. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	8
2.1 Experimentación	8
2.1.1 Etapa 1: Pruebas Fluido-Fluido	10
2.1.2 Etapa 2: Prueba Roca-Fluido.	12
2.1.3 Etapa 3: Prueba Reológica.	12
3. RESULTADOS	14
3.1 Caracterización de las muestras de agua, crudo y aditivos	14
3.2 Compatibilidad (fluido-fluido)	15
3.3 Mojabilidad Visual (roca-fluido)	19
3.4 Tensión interfacial (fluido-fluido)	19
3.5 Perfiles Reológicos	20
4. CONCLUSIONES	24
5. RECOMENDACIONES	26
BIBLIOGRAFÍA	27

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción de cada etapa de la operación de Fracturamiento Hidráulico. [3]	4
Tabla 2. Tipos de fluidos de fractura y sus principales características.	5
Tabla 3. Diferencias entre fluidos de fractura base agua lineales y crosslinkeados	7
Tabla 4. Composición del fluido de fractura en estudio, SpectraStrar 3000.	8
Tabla 5. Rango de valores utilizados para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutal).	10
Tabla 6. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutal).	11
Tabla 7. Rango de valores utilizados para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutal) para las segundas pruebas de compatibilidad.	11
Tabla 8. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutal) para las segundas pruebas de compatibilidad.	11
Tabla 9. Contenido de metales presentes en el agua de Llanito usada para la preparación de fluidos de fractura	14 14
Tabla 10. Propiedades fisicoquímicas básicas del agua de Llanito usada para preparar fluidos de fractura	14
Tabla 11. Caracterización básica de las muestras de crudo.	14
Tabla 12. Caracterización básica de las muestras de aditivos utilizados en la preparación de los fluidos de fractura.	15 15
Tabla 13. Resultados obtenidos de compatibilidades para el gel de fractura en estudio.	15 15
Tabla 14. Resultados obtenidos de las compatibilidades siguiendo el diseño experimental enunciado en la tabla 6	18 18
Tabla 15. Resultados obtenidos de las compatibilidades siguiendo el	18

diseño experimental enunciado en la tabla 8	18
Tabla 16. Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual para los fluidos elegidos.	19
Tabla 17. Resultados de tensión interfacial, de las muestras seleccionadas preparadas con US-40 (solvente Mutua)	20
Tabla 18. Parámetros preestablecidos para los perfiles Reológicos de los fluidos de fractura óptimos para cada formación.	23
Tabla 19. Formulación del fluido de fractura antiguo para el Campo Llanito, SpectraStar 3000	24
Tabla 20. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Llanito, SpectraStar 2500 formación “Mugrosa”	24
Tabla 21. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Llanito, SpectraStar 3000 formación “Toro Shale”	25

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación	9
Figura 2. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo	16
Figura 3. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo	16
Figura 4. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo	16
Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura base agua vivo.	16
Figura 5. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo	17
Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura base agua vivo	17
Figura 6. Blanco del fluido de fractura donde se aprecia el sedimento o	17

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Grafico 1. Perfil reológico para la formación Mugrosa	21
Grafico 2. Perfil reológico optimo para la formación Mugrosa	22
Grafico 3. Perfil reológico optimo para la formación Toro Shale	23

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LLANITO Y GENERALIDADES	31
ANEXO B. GENERALIDADES SOBRE EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	40
ANEXO C. PROPANTE, APUNTALANTE O MATERIAL DE RELLENO	48
ANEXO D. PRINCIPALES PROPIEDADES DE UN FLUIDO DE FRACTURA	52
ANEXO E. ADITIVOS MÁS COMUNMENTE USADOS EN LAS FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA [6, 9, 12, 13, 18]	56
ANEXO F. PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA EN EL LABORATORIO	64
ANEXO G. FLUIDO DE FRACTURA O GEL VIVO Y ROTO	67
ANEXO H. TENSIÓN INTERFACIAL, MOJABILIDAD Y COMPATIBILIDAD [27, 28]	68
ANEXO I. COMPATIBILIDADES ENTRE LOS FLUIDOS DE FRACTURA Y EL CRUDO DEL CAMPO	72
ANEXO J. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE MOJABILIDAD VISUAL	78

RESUMEN

TITULO: “DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE LLANITO”

AUTOR: COHEN PATERNINA, Lia Margarita **.

PALABRAS CLAVE: Fluidos de fractura, Fracturamiento Hidráulico, Campo Llanito, Pruebas fluido-fluido, Prueba roca-fluido, Comportamiento reológico.

CONTENIDO:

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos de mayor éxito a nivel mundial, además de ser una de las mas económicas comparada con los otros métodos usados para el mejoramiento de la productividad, consiste esencialmente en inyectar a una formación determinada, un fluido denominado fluido fracturante, las presiones hacen que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando entre si el camino disponible para el flujo de los fluidos contenidos en el yacimiento, es decir, permite aumentar el tamaño de los canales de flujo y hacer que permanezcan abiertos, de tal manera que permita el paso de la mayor cantidad de fluido posible de la formación hasta el pozo. El fluido de fractura forma parte importante de esta técnica y su análisis y optimización genera resultados aún más satisfactorios, ya que al utilizar el fluido correcto se mejora la geometría de la fractura que es creada durante el tratamiento y además se reduce el daño generado a las formaciones, lo cual se ve reflejado directamente en los costos de la operación.

En este trabajo se toma como referencia, inicialmente, un fluido de fractura base agua, el cual fue utilizado en el último trabajo de Fracturamiento Hidráulico realizado en el campo en estudio. Se presenta una metodología completa del procedimiento para la evaluación de las propiedades de diversos fluidos de fractura hasta obtener el que causa menor daño al yacimiento Llanito. Esta metodología se basó en los costos de las pruebas y la disponibilidad de las muestras y comprende la caracterización del crudo y el agua utilizados, las pruebas fluido-fluido (compatibilidad entre crudo-fluido de fractura y tensión interfacial entre crudo-fluido de fractura), la prueba roca-fluido de mojabilidad visual y las pruebas reológicas. Estas últimas son las pruebas más importantes, debido a que la viscosidad es el parámetro decisivo para la selección del fluido de fractura final.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de ingenierías FísicoQuímicas, Escuela de Ingeniería Química, Directores: GARCIA RAMIREZ Alvaro (UIS), MEDINA ZARATE Carlos Ernesto (ECOPETROL - ICP S.A.)

ABSTRACT

TITLE: "DETERMINATION AND ANALISYS OF AN OPTIMUM FRACTURE FLUID FOR THE WORKS OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE AREA OF LLANITO"

AUTOR: COHEN PATERNINA, Lia margarita.**

KEY WORDS: Fracturing fluid, Hydraulic Fracturing, Llanito field, Fluid-Fluid tests, Rock-fluid test, Rheological behavior.

CONTENT:

The Hydraulic Fracturing is one of the successful wells stimulations techniques in the World, in addition is an economic technique compared with others methods used for the production optimization. This method consists of injecting a fluid to a certain layer, this fluid is called fracturing fluid. This fluid is introduced in the layer's pores by the high pressures creating channels which will increase the available way for the layer fluids flow. The Hydraulic Fracturing doesn't create channels to increase the layer fluids flow only, in addition makes the channels remain open allowing increasing the layer fluids flow for a longer time. The fracturing fluid forms important part of this technique and its analysis and optimization generates even more satisfactory results, since when using the correct fluid the geometry of the fracture that is created during the treatment improves and also decreases the damage generated to the formations, which is reflected directly in the costs of the operation.

In this work was taked like reference, initially, a water based fracturing fluid, which was used in the last work of Hydraulic Fracturing carried out in the field in study. A complete methodology of the procedure is presented for the evaluation of the properties of several fracturing fluids until obtaining the one that causes smaller damage to the Llanito field. This methodology was based on the costs of the tests and the availability of the samples and includes the characterization of the crude and water that were used, fluid-fluid tests (compatibility between crude and fracturing fluid and interfacial tension between crude and fracturing fluid), rock-fluid test of visual wettability and rheological tests. These last ones are the most important tests, because the viscosity is the decisive parameter for the selection of the final fracturing fluid.

* Investigation Work

** Physicochemical faculty, Chemical Engineering School, Director: RAMIREZ GARCIA Álvaro (UIS), MEDINA ZARATE Carlos Ernesto (ECOPETROL – ICP S.A.)

INTRODUCCIÓN

Las condiciones geológicas, económicas y estratégicas que hacen cada día más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos petroleros, han llevado a mirar nuevamente los campos “viejos” o maduros, es decir a aquellos que ya están o han estado en producción y están en su fase de declinación. Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de mas de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros.

La implementación de nuevas tecnologías ha sido la solución, en muchos casos, a este problema que se ve reflejado a largo plazo en pérdidas de grandes sumas de dinero. Una de las alternativas que hoy en día ha demostrado ser exitosa y que es de amplia aplicación a nivel mundial para maximizar la rentabilidad de los campos, consiste en la implantación y desarrollo de trabajos de Fracturamiento Hidráulico, el cual es una excelente técnica de estimulación que nos permite aumentar en gran proporción la tasa de recobro de estos campos que ya han caído en su etapa de declive.

Uno de los factores mas importantes a tener en cuenta para el éxito de esta operación es la adecuada elección del fluido de fractura a emplear. Su adecuada elección dependerá de un gran número de consideraciones previas a la operación, surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipamiento disponible, costo etc. Es por esta razón que el Instituto Colombiano del Petróleo ICP ha dado un enfoque primordial al estudio detallado de los Fluidos de Fractura ha emplear en operaciones de fracturamiento, basándose en los trabajos ya existentes, para maximizar la productividad de sus pozos.

Aunque ECOPETROL ha realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos 5 %), a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados, Esta situación se debe a que no existía una cultura de fracturamiento hidráulico, escasa información, bajo conocimiento y falta de confianza en esta tecnología.

Actualmente, se cuenta con la mejor tecnología y metodologías que permiten lograr resultados técnica y económicamente exitosos. Por ejemplo, los resultados obtenidos en los campos de Acae-Loro, Cusiana, Cupiagua, Yarigui, Cantagallo, en donde se han llevado a cabo una serie de trabajos de Fracturamiento Hidráulico para mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas; estos resultados demuestran las bondades de estas tecnologías.

Con este trabajo se busca mejorar la metodología experimental empleada actualmente en el ICP para la optimización de fluidos de fractura, así como determinar y analizar por medio de diferentes pruebas de laboratorio (fluido-fluido, roca-fluido y reológicas) el fluido de fractura óptimo para los próximos trabajos de Fracturamiento Hidráulico a realizarse en el Campo Llanito.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 QUE ES UNA FRACTURA HIDRÁULICA.

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más exitosas a nivel mundial, tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad de la formación, consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Con el fracturamiento hidráulico se han hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas por ser el método mas utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo. Desde que está técnica fue introducida por Stanolind (AMOCO) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido desarrollados y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando el tratamiento de fracturamiento hidráulico. [12]

Desde mitad del siglo 20, el proceso de fracturamiento hidráulico ha sido ampliamente usado para la estimulación secundaria de reservorios. En este proceso un fluido es inyectado dentro del pozo a un cierto caudal. La presión de este fluido comienza a crecer hasta que eventualmente pueda romper la roca adyacente. Una fractura comienza a propagarse dentro del lecho rocoso y la presión del fluido decrece como consecuencia del aumento en el volumen que ocupa el fluido. Eventualmente, la presión ha decrecido tanto que no puede abrir

más la roca, en este punto el sistema entra en un equilibrio estacionario. La fractura obtenida produce un camino de alta permeabilidad que conecta el punto de extracción con zonas alejadas del reservorio.

Tabla 1. Descripción de cada etapa de la operación de Fracturamiento Hidráulico. [3]

<i>Etapa del Fracturamiento</i>	<i>Descripción</i>
<i>Etapa 1</i>	En esta etapa, una carga de un fluido de aspecto gelatinoso, denominado <i>Fluido o Gel de Fractura</i> , es bombeada a grandes presiones, desde la superficie hacia la formación, como fluido colchón o "Pad", con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se extiende o propaga por sí sola.
<i>Etapa 2</i>	En la segunda etapa es bombeada una nueva carga, mayor que la anterior, del fluido de fractura, ahora mezclado con un material de relleno o propante el cual evitará que la fractura creada se cierre, quedando finalmente ubicado en ella. Después de inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación.
<i>Etapa 3</i>	La tercera y última etapa de esta técnica consiste en la degradación del fluido de fractura, el cual disminuye su viscosidad por efectos de la temperatura del pozo, el shear rate, la enzima rompedora y el tiempo, con el fin de ser removido por <i>flowback</i> (limpieza de la fractura).

1.2 FLUIDOS DE FRACTURA

Un gel o fluido de fractura es una suspensión de tipo coloidal de partículas sólidas en un líquido, que cuando coagula adquiere cierta rigidez y elasticidad. Se utiliza un fluido base el cual se aditiva con productos gelificantes, los cuales tienen como efecto el incremento de la viscosidad. Estos gelificantes son **polímeros** sintéticos o de origen natural, de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí. [6]

El propósito de los fluidos de fracturamiento son prácticamente dos (2): Abrir y extender la fractura, transportar y distribuir el material de sostén a lo largo de la fractura. El fluido seleccionado para un tratamiento tiene significativa influencia en

la longitud de la fractura, la conductividad de la fractura y en los costos de la operación. Las propiedades del fluido gobiernan enormemente el comportamiento de la propagación, y la distribución y colocamiento del material de sostén. Los fluidos de fracturamiento son bombeados hacia las formaciones para hacer trabajos de estimulación en la producción de petróleo y gas. Para obtener resultados exitosos, el fluido de fracturamiento debe tener ciertas propiedades físicas y químicas que se resumen en el anexo D

1.2.1 Clasificación de los fluidos de fractura [6, 10, 12, 20]. Básicamente, existen dos tipos de fluidos bien definidos usados en Fracturamiento Hidráulico: Fluidos base acuosa y base Hidrocarburo. Dentro de esos dos grupos principales, existen un gran número de variantes, surgidas a través del tiempo y el perfeccionamiento de la técnica de fracturamiento. Los principales éxitos logrados a partir de la implementación de esta técnica de estimulación y la necesidad cada vez mayor de aplicar tratamientos en pozos más profundos, hizo que fueran perfeccionándose los fluidos de fractura usados hasta nuestros días, de tal forma que se cuenta con una completa y variada gama de ellos. Dentro de los grupos antes mencionados puede distinguirse algunas variantes según las necesidades particulares de su aplicación. En la tabla 2 se hace una descripción detallada de los diferentes tipos de fluidos de fractura

Tabla 2. Tipos de fluidos de fractura y sus principales características.

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
Fluido base agua lineal	<ul style="list-style-type: none"> • Su viscosidad es debida sólo al polímero base. • Como fluido base suele usarse agua fresca, de pozos, ríos, lagunas o salmuera de la formación. • Poseen baja viscosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de la formación. • Reservas no propensas a formar emulsiones. • Bajas concentraciones de propano a altas velocidades. • Disminuir el daño generado en las formaciones.
Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación

<p>Fluido base hidrocarburo o aceite</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base: aceite, diesel o crudo. • El hidrocarburo puede obtenerse directamente de la formación. • Baja potencia hidráulica para fracturar. • Peligroso al fuego y costoso. Elevadas pérdidas por fricción 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones sensibles al agua. • Suficiente viscosidad para transporte de propante. Usado para un amplio rango de temperaturas.
<p>Emulsiones</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Emulsión de crudo en agua: Fase exterior: Agua gelificada. Fase interior: Diesel, crudo. • Requieren altas presiones de bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones sensibles al agua • Excelente control de pérdida de fluido • Buena viscosidad para el transporte de propante
<p>Espumas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mezcla de gas (nitrógeno o dióxido de carbono) con líquido gelificado (agua o aceite) y un agente espumante. Típicamente 60 a 80 % de gas. • Poseen propiedades reológicas similares a los fluidos base agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones sensibles al agua. • Bueno para bajas presiones. • Buen control de pérdida de fluido para formaciones de baja permeabilidad. • Suficiente viscosidad para el transporte del propante. • Se usan base agua o base aceite.
<p>Ácidos gelificados</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución ácida. • El ácido reacciona cuando el gel ha roto (ha disminuido su viscosidad) 	<ul style="list-style-type: none"> • Para pozos que requieren fracturas de gran longitud. • Cuando se requiere tratamiento ácido y fracturamiento hidráulico al mismo tiempo.
<p>Fluidos viscoelásticos base surfactante (VES)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base: agua. • Compuestos por surfactantes de bajo peso molecular que forman micelas que aumentan la viscosidad. • Propiedades viscosas y elásticas. • Rompen al contacto con el crudo en la formación. • Inestables a altas temperaturas 	<ul style="list-style-type: none"> • Para formaciones de baja temperatura. • Trabajos a poca profundidad. • Cuando se requiere que el fluido no deje residuo. • Usados para mejorar el daño a las formaciones.

Los fluidos base agua constituyen los fluidos de fractura más utilizados hoy en día. Tienen excelentes propiedades de transporte, dan mayor cabeza hidrostática, no representan mayor riesgo pues no son combustibles, están ampliamente disponibles, sumado a que el agua es un fluido fácilmente viscosificable y controlable. Sin embargo, si las propiedades del agua utilizada como fluido base

no son correctamente caracterizadas, se pueden presentar serios problemas operacionales cuando se preparan esta clase de geles. Por ejemplo: altas cantidades de residuos, precipitación de metales, el gel no adquiere la viscosidad adecuada al agregar la concentración de polímero, etc. Esta constituye su principal desventaja.

Esta clase de fluidos, a su vez, se dividen en dos tipos: fluidos lineales y fluidos reticulados o crosslinkeados. En la tabla 3 se presentan las diferencias entre ellos.

Tabla 3. Diferencias entre fluidos de fractura base agua lineales y crosslinkeados

Lineales	Crosslinkeados
Usado para remoción del daño a la formación (limpieza)	Penetración profunda y excelente colocación del propante en la fractura
Baja estabilidad a altas temperaturas.	Alta estabilidad a altas temperaturas
Para aumentar su viscosidad se debía aumentar la carga de polímero.	Se obtienen mejores viscosidades sin aumentar la carga de polímero
Se filtran más fácilmente hacia la formación.	Más eficientes en el control de filtrado (Baja filtración hacia la formación)
Poca capacidad de transporte por su baja viscosidad (14 cp a 30 cp)	Mejor capacidad de transporte por su elevada viscosidad (100-1000 cp)

Es importante resaltar que los fluidos de fractura crosslinkeados surgen de reticular o “crosslinkear” un fluido de fractura lineal con aditivos especiales, ya que estas sustancias activadoras modifican la estructura molecular del fluido lineal por medio de uniones y entrecruzamiento de las moléculas. La viscosidad que el fluido lineal presente a condiciones de laboratorio es un parámetro importante a tener en cuenta cuando se diseña un fluido de fractura para un trabajo de Fracturamiento Hidráulico específico.

2. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El presente estudio tomó como referencia el último Fracturamiento Hidráulico llevado a cabo en el campo, donde se utilizó un fluido de fractura base agua, proveído por la compañía de servicios BJ Services Company, conocido comercialmente como SpectraStrar 3000. La formulación del fluido se observa en la tabla 4, según el Reporte de Campo generado para ECOPEtrol, por la misma compañía de servicios.

Tabla 4. Composición del fluido de fractura en estudio, SpectraStrar 3000.

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Bactericida	X-cide 207	0.3	PPT**
Controlador de Arcillas	KCl	2 %	PPT
Solución buffer de baja	BF-3	2.0	PPT
Polímero	GW-3	30.0	PPT
Surfactante	NE-118	2.0	GPT
Solución Buffer de alta	BF-7L	1.5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	2.0	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0.25	GPT

* GPT: Gallons per thousand gallons (galones por mil galones de gel: 1 gpt = 1ml)

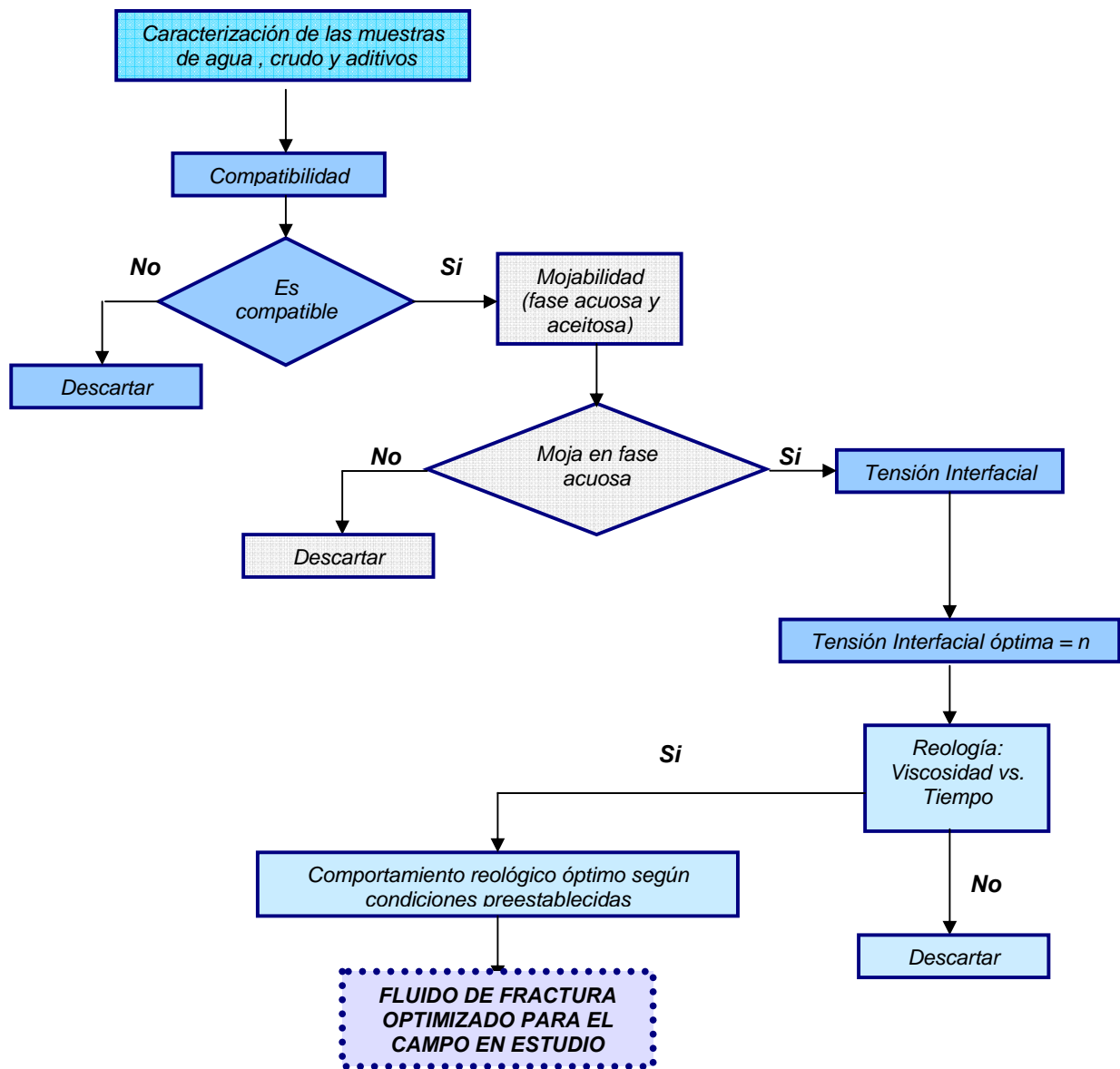
** PPT: Pounds per thousand gallons (Libras por mil galones de gel: 1ppt = 0.1198 g)

2.1 EXPERIMENTACIÓN

Para el análisis de un fluido de fractura, en laboratorio se deben tener en cuenta tres tipos de pruebas: fluido-fluido, roca-fluido y reología. Teniendo en cuenta la metodología ya empleada en otros análisis realizados, se hicieron unas pequeñas modificaciones a la metodología de pruebas ya existente, esta modificación fue de tipo organizacional, es decir, se modificó el orden que se utilizaba anteriormente para realizar las pruebas con el fin de optimizar recursos sin afectar la calidad de los resultados, se desarrolló un algoritmo de procedimiento para la fase de experimentación representado en la figura 2, teniendo en cuenta los costos de las

pruebas, la disponibilidad de las muestras y el objetivo principal del presente trabajo.

Figura 1. Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación



2.1.1 Etapa 1: Pruebas Fluido-Fluido

2.1.1.1. Compatibilidad fluido-fluido [27]. Se evaluó el comportamiento de la compatibilidad entre el fluido de fractura y los crudos de los pozos LN-97 y LN-105 que corresponden respectivamente a las formaciones Toro Shale y Mugrosa en las cuales se enfoca el estudio de esta investigación, hasta encontrar los mejores resultados. Se buscó mejorar esta propiedad, teniendo como base los resultados que presentara el fluido de fractura que fue tomado como referencia. Para ello se siguió el diseño experimental presentado en las tablas 6 y 8. El procedimiento llevado a cabo para realizar estas pruebas se describe detalladamente en el anexo H.3.

Para determinar las mejores compatibilidades se prepararon inicialmente 4 geles. En este caso las únicas variables a tener en cuenta son la concentración de surfactante NE-118 y la posible introducción a la formulación de un solvente mutuo conocido comercialmente como US-40 (etilenglicol monobutil éter). Se desarrolló un diseño factorial 2^k en donde se tuvo como base la formulación actual (ver tabla No 4). Se escogieron dos valores, uno mayor y uno menor con el fin de cubrir un rango de concentraciones y evitar realizar pruebas al azar.

Tabla 5. Rango de valores utilizados para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual).

Surfactante NE-118 [GPT]	Solvente mutual US-40 [GPT]
1.0	0.0
3.0	50

Las demás concentraciones se mantuvieron constantes ya que se consideró que ninguna de ellas afecta de manera significativa esta propiedad. Las combinaciones obtenidas del diseño experimental para la preparación de los nuevos geles de fractura fueron las siguientes:

Tabla 6. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual).

Nombre del gel evaluado	Surfactante NE-118 [GPT]	Solvente mutual US-40 [GPT]
SpectraStar 3000 (Ref)	2.0	0
SpectraStar 3000 (1)	1.0	0
SpectraStar 3000 (2)	1.0	50
SpectraStar 3000 (3)	3.0	50
SpectraStar 3000 (4)	3.0	0

Con los resultados obtenidos del anterior diseño experimental se determino realizar otras pruebas con intervalos de valores intermedios a los anteriormente utilizados, tanto para el Surfactante NE-118 como para el Solvente Mutual US-40, teniendo como fin la obtención de más y mejores resultados. Se utilizo nuevamente un diseño experimental 2^k , igual al primero; para observar si se mejoran las propiedades del fluido.

Tabla 7. Rango de valores utilizados para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual) para las segundas pruebas de compatibilidad.

Surfactante NE-118 [GPT]	Solvente mutual US-40 [GPT]
1.5	20
2.5	40

Las combinaciones obtenidas del diseño experimental para la preparación de los nuevos geles de fractura fueron las siguientes:

Tabla 8. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual) para las segundas pruebas de compatibilidad.

Nombre del gel evaluado	Surfactante NE-118 [GPT]	Solvente mutual US-40 [GPT]
SpectraStar 3000 (5)	1.5	20
SpectraStar 3000 (6)	1.5	40
SpectraStar 3000 (7)	2.5	40
SpectraStar 3000 (8)	2.5	20

2.1.1.2. Tensión interfacial [28]. Se evaluó el comportamiento de la tensión interfacial entre el fluido de fractura y los crudos de los pozos LN-97 Y LN-105, hasta llegar a su mejor condición. Se buscó reducir el valor de esta propiedad, teniendo como base el valor que presentara el fluido de fractura que fue tomado como referencia con respecto al crudo de cada una de las dos formaciones de estudio.

Las únicas variables que afectan la tensión interfacial (variable de respuesta) son la **concentración de surfactante** NE-118 y la de **solvente mutual** US-40. Con esta prueba se buscó disminuir la tensión interfacial. Las concentraciones de los demás aditivos (variables restantes) se mantuvieron constantes en los valores mostrados en la tabla 4, pues se considera que no afectan de forma significativa la tensión interfacial.

2.1.2 Etapa 2: Prueba Roca-Fluido. En esta etapa se realizó la prueba de MOJABILIDAD VISUAL en fase acuosa (agua) y fase aceitosa (varsol), según la norma API RP 42, [28] a las muestras que fueron elegidas en la etapa anterior. El procedimiento experimental utilizado para realizar la prueba mojabilidad visual se describe detalladamente en el anexo H.2.

2.1.3 Etapa 3: Prueba Reológica. La evaluación reológica realizada a los diferentes fluidos de fractura, se hizo según las normas API RP 13M y API RP 39 [14, 25, 26, 40]. Se mantuvieron constantes las variables ya analizadas en las etapas previas y se variaron aquellas que afectaran la respuesta de viscosidad. Estas variables son la *concentración de polímero, crosslinker o reticulador y rompedor (enzima)*. Inicialmente se evaluó el fluido de fractura de referencia y el perfil reológico obtenido fue tomado como base para realizar las modificaciones a las variables a evaluar en esta etapa. Los valores fueron escogidos según recomendaciones de otros trabajos realizados y teniendo en cuenta la temperatura

a la que va a ser utilizado el fluido de fractura en el campo (140° F y 130° F para Toro Shale y Mugrosa respectivamente).

Se evaluaron 3 fluidos, comparándolos a medida que se modificaban las variables de interés. Los fluidos de fractura fueron evaluados, a la temperatura del campo en estudio **130° F y 140° F** y 500 psi de presión [25, 26] en un Reómetro HP/HT (High Pressure/High Temperature), marca Normand, en el Laboratorio de estimulación de la compañía BJ services (base Yopal), respectivamente calibrado. Se realizó un análisis comparativo de los resultados de los perfiles reológicos obtenidos. Así, el fluido con mejor reología debía cumplir con las siguientes condiciones las cuales fueron preestablecidas:

- La viscosidad inicial del fluido debe estar en un rango entre 400 a 600 cp para la formación Mugrosa y de 600 a 800 cp para la formación Toro Shale.
- El fluido de fractura debe mantener su viscosidad entre 200 a 500 cp alrededor de los 30 minutos iniciales de evaluación.
- El tiempo de rompimiento del fluido de fractura (cuando su viscosidad cruza el umbral de 100 cp) debe estar en un rango de 1 hora a 2 horas máximo.

Finalmente, se eligió la formulación del fluido de fractura, con la mejor reología para ser aplicado en los próximos trabajos de Fracturamiento Hidráulico para los pozos de Llanito.

Nota: el orden de las pruebas es el que se encuentra definido en el algoritmo de procedimientos de la figura 2, así, cada prueba se realizó solo a los fluidos que clasificaban en la etapa previa de evaluación.

3. RESULTADOS

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE AGUA, CRUDO Y ADITIVOS

A continuación se muestra la caracterización de la muestra de agua, que fue utilizada como fluido base para la preparación de todos los fluidos de fractura evaluados.

Tabla 9. Contenido de metales presentes en el agua de Llanito usada para la preparación de fluidos de fractura

Componente	Resultado (mg/l o ppm)	Valor permitido (ppm)
Bario	< 0.2	
Hierro	< 0.2	
Potasio	1.932	< 10
Calcio	32.76	La suma debe ser < 500 ppm
Magnesio	2.133	
Sodio	3.869	
Silicio	7.758	
Estroncio	< 0.2	
Cloruros	2.379	
Sulfatos	61.57	

Tabla 10. Propiedades fisicoquímicas básicas del agua de Llanito usada para preparar fluidos de fractura

Prueba	Resultado	Valor permitido
Conductividad eléctrica	174.7 $\mu\delta/cm$ a 25°C	
pH*	7.32 a 20.9°C	Entre 5 y 8.5
Bicarbonatos	19.1 ppm	< 1000 ppm

Tabla 11. Caracterización básica de las muestras de crudo.

Pozo	Arenas productoras	°API a 74.3° F *	% BS&W **
LN-97	Toro Shale	21.63	5.0
LN-105	Mugrosa B y C	19.04	10.0

* Medida realizada por el método del densímetro según norma ASTM D-287 y ASTM D1298

** Medida realizada por el método de la centrifuga según norma ASTM D-96 y ASTM D4007

* %BS&W: Porcentaje de sedimentos y agua contenidos en el crudo.

Tabla 12. Caracterización básica de las muestras de aditivos utilizados en la preparación de los fluidos de fractura.

Producto	P (g/ml)	% ° Brix	pH
NE-118	0.8524 a 22.8 °C	46.9 a 23.1 °C	11.09 a 22.2 °C
US-40	0.8974 a 23.8 °C	49.1 a 23.7 °C	5.89 a 22.3 °C
BF-7L	1.4702 a 23.1 °C	44.2 a 23.4 °C	13.73 a 22.2 °C
XLW-56	1.2914 a 23.2 °C	42.7 a 23.2 °C	5.85 a 22.2 °C
GBW-12-CD	1.1111 a 22.7 °C	27.4 a 23.1 °C	3.76 a 22.0 °C

BJ Services Company especifica valores permitidos de ciertos parámetros para el agua que se utiliza como fluido base en la preparación de los fluidos de fractura. En las tablas 9 y 10 se estipulan estos valores y se observa que en todos, el agua del campo se encuentra dentro de los límites permitidos. En la tabla 11 se presenta la caracterización básica de las muestras de crudo utilizadas.

3.2 COMPATIBILIDAD (FLUIDO-FLUIDO)

Para el fluido base la prueba de compatibilidad realizada en lab. Química de producción del ICP arrojó los siguientes resultados que se pueden observar en la tabla que se encuentra a continuación:

Tabla 13. Resultados obtenidos de compatibilidades para el gel de fractura en estudio.

Nombre del gel evaluado	Compatible		Observaciones
	Gel roto	Gel vivo	
SpectraStrar 3000	Si	Si	Se observa rompimiento del 100% en todas las proporciones empleadas, pero para las proporciones 50/50 y 20/80 la fase acuosa se torna turbia de color café oscuro mientras que para la otra proporción la fase es clara. Para el gel vivo la fase acuosa se ve mas oscura que para el gel roto

Las observaciones descritas en la tabla 13 se pueden apreciar claramente en las figuras 2, 3, 4 y 5; los demás resultados obtenidos de las pruebas de compatibilidad descritas en la sección 2, se listaran en las tablas 14 y 15 y sus respectivos registros fotográficos se pueden apreciar en el anexo I.

Figura 2. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura base agua roto.

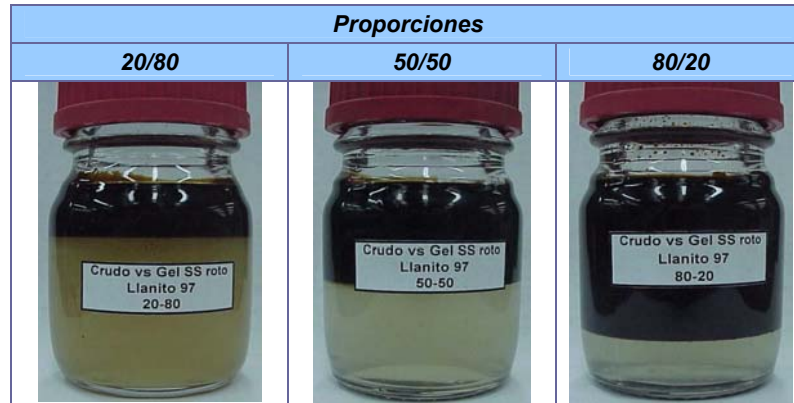


Figura 3. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura base agua roto.

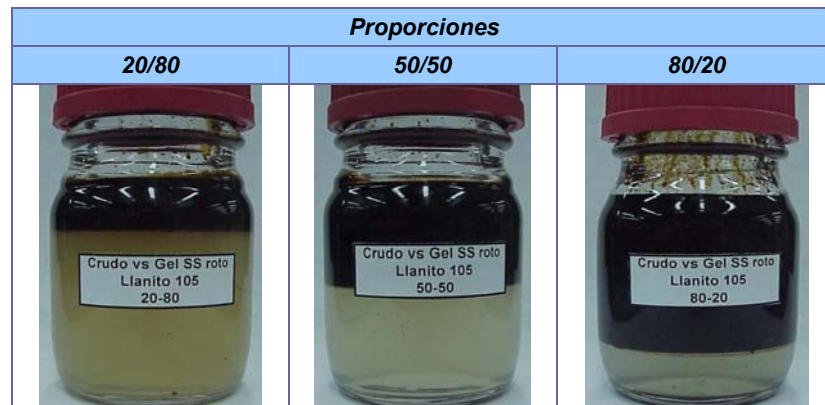


Figura 4. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura base agua vivo.

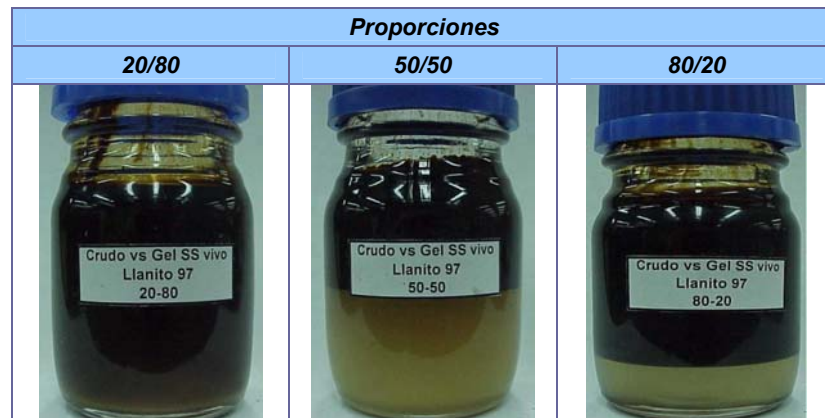
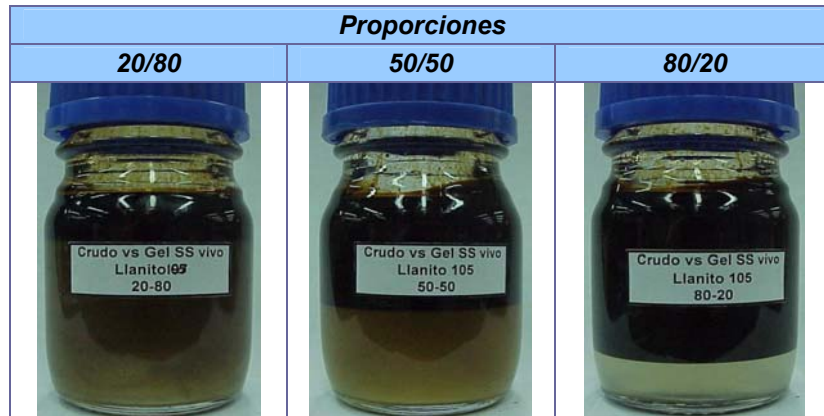


Figura 5. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura base agua vivo



En todas las pruebas en las que se utilizó el gel de fractura roto se homogenizó muy bien el fluido y se dejó reposar de tal manera que el residuo se precipitara al fondo del vaso, cuidando que este tipo de precipitado no confundiera al momento de evaluar, pero es importante destacar que el residuo siempre va a estar presente como se puede observar en la figura 6 que es un blanco que se tomó para observar la cantidad de residuo o precipitado dejado por el polímero.

Figura 6. Blanco del fluido de fractura donde se aprecia el sedimento o precipitado flotante que deja el polímero.



Los fluidos que finalmente pasaron la prueba de compatibilidad fueron los identificados con el nombre de Spectra Star 3000 2, 3, 5, 6, 7 y 8.

Tabla 14. Resultados obtenidos de las compatibilidades siguiendo el diseño experimental enunciado en la tabla 6

Nombre del gel Evaluado	Compatible		Observaciones
	Gel roto	Gel vivo	
<i>SpectraStar 3000 (1)</i>	No	No	Para la proporción 80/20 se dio un rompimiento del 50% y la fase acuosa fue clara, mientras que para las proporciones 50/50 y 20/80 el rompimiento fue del 100% pero la fase acuosa de la primera tomo un color amarillo oscuro en las que se pudieron observar pequeñas micropartículas de crudo atrapadas en el gel, la fase acuosa de la proporción 20/80 se torno un poco oscura.
<i>SpectraStar 3000 (2)</i>	Si	Si	Se presento un rompimiento del 100% en las tres proporciones y las fases acuosas fueron nítidas.
<i>SpectraStar 3000 (3)</i>	Si	Si	Se observo un rompimiento del 100% en todas las proporciones pero en la de 80/20 la fase acuosa fue un poco oscura. También se aprecia precipitado flotante.
<i>SpectraStar 3000 (4)</i>	No	No	En la proporción 20/80 se dio un rompimiento del 100% pero la fase acuosa fue un poco oscura; para la proporción 50/50 se dio un rompimiento del 80% y la fase acuosa fue un poco mas clara que la anterior mientras que para la proporción 80/20 no se presento separación de fases. Precipitado flotante.

Tabla 15. Resultados obtenidos de las compatibilidades siguiendo el diseño experimental enunciado en la tabla 8

Nombre del gel Evaluado	Compatible		Observaciones
	Gel roto	Gel vivo	
<i>SpectraStar 3000 (5)</i>	Si	Si	Para la proporción 80/20 se dio un rompimiento del 95% con el crudo del pozo Llanito 97 y con el de Llanito 105 el rompimiento fue del 90%, las fases acuosas fueron nítidas; mientras que para la proporción 20/80 y 50/50 se observo un rompimiento del 100% y las fases acuosas fueron un poco turbias de color amarillo oscuro.
<i>SpectraStar 3000 (6)</i>	No	No	En este caso se presento que para la proporción 80/20 se tiene que para el crudo del pozo Llanito 97 se dio un rompimiento del 60% y para el crudo del pozo Llanito 105 el rompimiento fue del 30%; mientras que en las proporciones 50/50 y 20/80 la separación de fases fue del 100%, un poco turbias de color amarillo.
<i>SpectraStar 3000 (7)</i>	Si	Si	Se observo un rompimiento del 95% para ambos crudos y la fase acuosa fue clara; en las otras proporciones se dio un rompimiento del 100% aunque las fases acuosas se tornaron un poco turbias de color amarillo oscuro.
<i>SpectraStar 3000 (8)</i>	Si	Si	En la proporción 80/20 se dio un rompimiento del 90% y la fase acuosa fue clara para los dos crudos; en las otras proporciones se dio un rompimiento total aunque las fases acuosas fueron un poco turbias.

3.3 MOJABILIDAD VISUAL (ROCA-FLUIDO)

En la tabla 16 se muestra que al realizar la prueba de mojabilidad visual a los fluidos de fractura que pasaron la prueba de compatibilidad, estos presentan tendencia a mojar preferencialmente en fase acuosa.

Tabla 16. Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual para los fluidos elegidos.

Nombre del fluido	Comportamiento en fase acuosa	Comportamiento en fase aceitosa
<i>SpectraStar 3000 Ref</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>
<i>SpectraStar 3000 (2)</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>
<i>SpectraStar 3000 (3)</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>
<i>SpectraStar 3000 (5)</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>
<i>SpectraStar 3000 (7)</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>
<i>SpectraStar 3000 (8)</i>	<i>Dispersa</i>	<i>Aglomera</i>

En el anexo J se muestra una figura de la prueba realizada para el fluido de referencia y los otros fluidos seleccionados presentan el mismo comportamiento de este, en ella se puede apreciar la dispersión y aglomeración de los finos en cada fase.

3.4 TENSIÓN INTERFACIAL (FLUIDO-FLUIDO)

En esta etapa se evaluaron los fluidos que pasaron las pruebas de compatibilidad y mojabilidad, los escogidos fueron los identificados con el nombre de SpectraStar 3000 2, 3, 5, 7 y 8. Los resultados de tensión interfacial obtenidos de estos 5 geles preseleccionados se compararon con los del fluido de fractura de referencia para determinar si esta propiedad fue mejorada o no y finalmente evaluar si es factible la inclusión del aditivo US-40 (Solvente Mutuo) en la formulación del fluido de fractura optimo. Es importante resaltar que la prueba fue realizada con los dos crudos nombrados anteriormente (LN-97 y LN-105) pertenecientes a las dos formaciones en estudio.

Tabla 17. Resultados de tensión interfacial, de las muestras seleccionadas preparadas con US-40 (solvente Mutual)

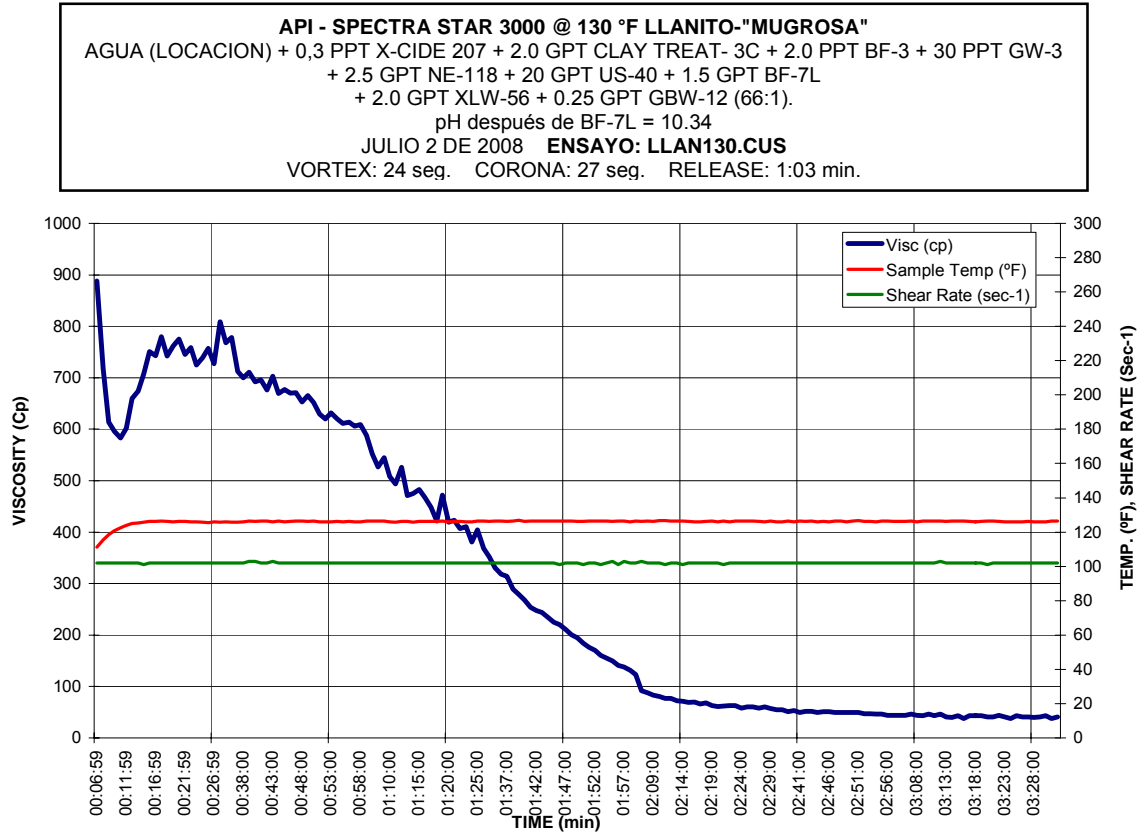
Nombre del gel Evaluado	TI (dynas/cm) Llanito 97	TI (dynas/cm) Llanito 105
<i>SpectraStar 3000 Ref</i>	1.99	3.34
<i>SpectraStar 3000 (2)</i>	1.13	1.08
<i>SpectraStar 3000 (3)</i>	1.11	1.07
<i>SpectraStar 3000 (5)</i>	1.67	43.37
<i>SpectraStar 3000 (7)</i>	1.12	1.04
<i>SpectraStar 3000 (8)</i>	1.47	1.32

Se observa que todos los fluidos disminuyen considerablemente la tensión interfacial con respecto al fluido de referencia, se obtienen mejores resultados con los fluidos 2, 3 y 7. El fluido 3 es el que mejores resultados de compatibilidad y tensión interfacial a entregado, es decir, que es el que a tenido el mejor comportamiento durante todas las pruebas realizadas, pero teniendo en cuenta que las concentraciones de US-40 (solvente mutual) son muy elevadas, la implementación de este fluido en campo no es viable ya que encarece significativamente el precio de la operación de fractura; por esta razón el fluido que finalmente se va a implementar es el 8 ya que la concentración de solvente mutual empleada es menor y económicamente es mucho mas viable que el 3 aunque ofrezca los mejores resultados.

3.5 PERFILES REOLÓGICOS

Se inició realizando la prueba reológica al fluido de fractura a las condiciones de presión y temperatura para la formación Mugrosa, obteniéndose la curva que se presenta en el gráfico 1. El fluido de fractura al cual se le realizo la evaluación reológica, es el que paso todas las pruebas antes mencionadas y se selecciono como el mas viable económicamente, este fluido es referido como Spectra Star 3000 (8), las concentraciones de los aditivos están referidas en el encabezado del grafico 1.

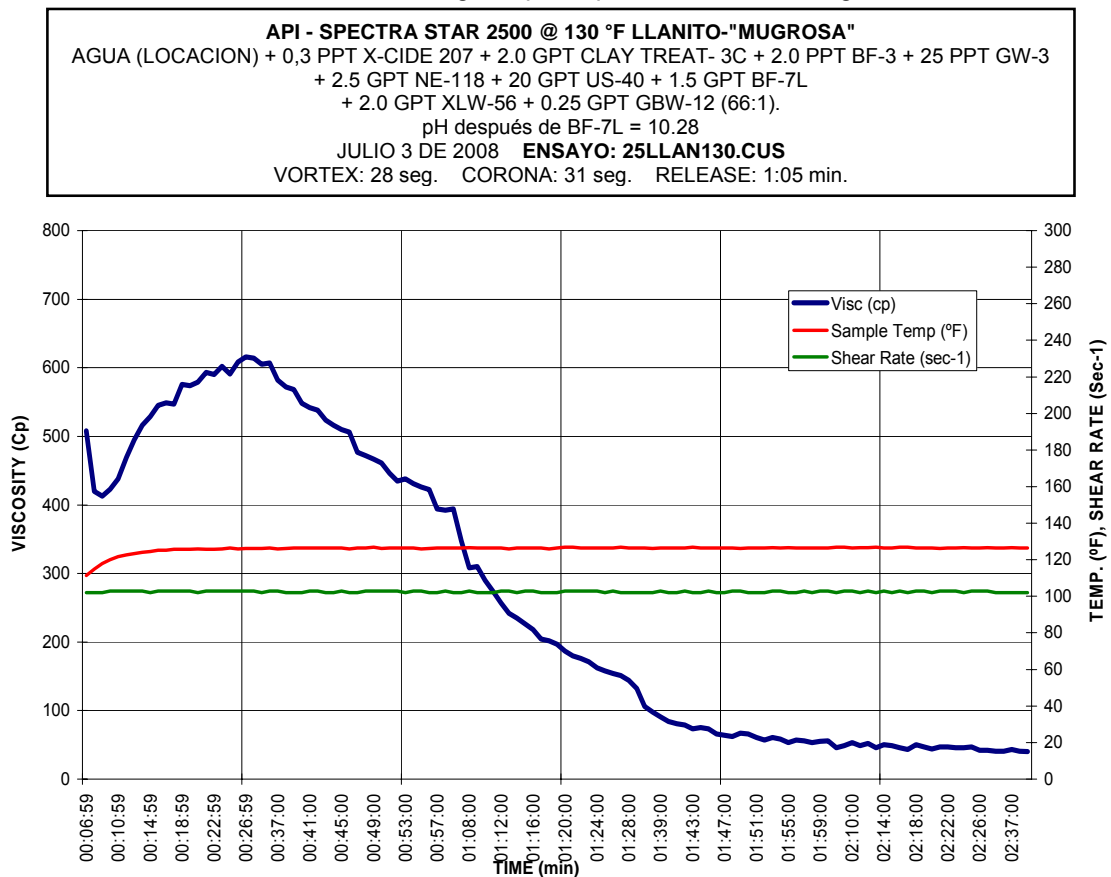
Grafico 1. Perfil reológico para la formación Mugrosa



Del grafico anterior se puede observar que no es el adecuado para la formación Mugrosa ya que no cumple con las condiciones preestablecidas y enumeradas en la sección 2, debido a que su viscosidad inicial es mucho mayor que la requerida teniendo en cuenta las condiciones de profundidad y temperatura. Por esta razón se tomo la determinación de disminuir la carga polimérica en la formulación ya evaluada a un valor de 25 ppt dejando las otras concentraciones tal y como se tenían. Disminuir la carga polimérica es un factor muy beneficioso para este trabajo de investigación, ya que esto indicaría que el residuo dejado por el polímero en la formación seria mucho menor y el trabajo de fractura seria mucho mas limpio y se causaría menos daño a la formación. El grafico 2 muestra el perfil reológico para la formación Mugrosa con la nueva carga polimérica, las concentraciones de todos los aditivos que conforma la formulación de este fluido

de fractura, se pueden observar en la parte superior del grafico, esta formulación es finalmente la optima o seleccionada para la formación Mugrosa.

Grafico 2. Perfil reológico optimo para la formación Mugrosa



El grafico 2 muestra el comportamiento reológico del fluido de fractura óptimo para la formación Mugrosa, puesto que cumple con todos los requerimientos necesarios de viscosidad y rompimiento en el tiempo requerido, como se especifica en la sección 2, en el grafico 3 se observa el perfil reológico optimo del fluido de fractura para la formación Toro Shale a las condiciones de temperatura y presión requeridas. En la tabla 18 se encuentran los parámetros preestablecidos para los perfiles reológicos de los fluidos de fractura óptimos para los futuros trabajos de fracturamiento hidráulico de las formaciones Mugrosa y Toro Shale.

Grafico 3. Perfil reológico óptimo para la formación Toro Shale

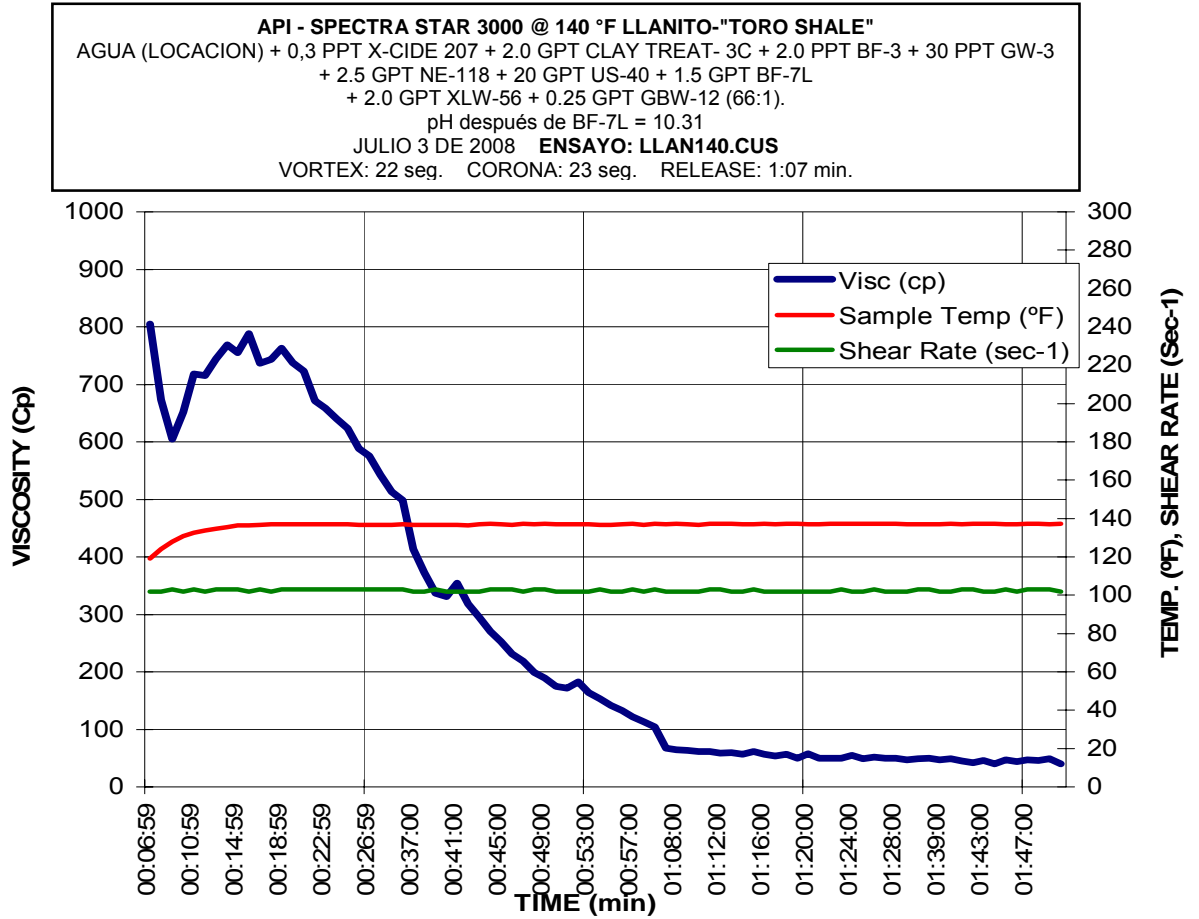


Tabla 18. Parámetros preestablecidos para los perfiles Reológicos de los fluidos de fractura óptimos para cada formación.

Nombre del fluido	Viscosidad del gel lineal a 300 rpm [cp]	Viscosidad inicial aprox. [cp]	Rango de viscosidad [cp] durante los primeros 30 min.	Tiempo de rompimiento
FF óptimo para la formación Mugrosa	24	510	130-160	1 hora 35 min.
FF óptimo para la formación Toro Shale	27	800	700-520	1 hora 5 min.

4. CONCLUSIONES

El fluido de fractura SpectraStar 3000, que fue utilizado en trabajos anteriores en el campo Llanito y que fue tomado como fluido de referencia para este estudio, no es el fluido de fractura óptimo debido a que no es compatible 100% con los fluidos de formación, posee unos valores altos de tensión interfacial y no posee todos los requisitos reológicos preestablecidos para la formación Mugrosa, por lo que tuvo que ser reemplazado por uno nuevo.

Tabla 19. Formulación del fluido de fractura antiguo para el Campo Llanito, SpectraStar 3000

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Bactericida	X-cide 207	0.3	PPT**
Controlador de Arcillas	Clay Treat	2	GPT
Solución buffer de baja	BF-3	2.0	PPT
Polímero	GW-3	30.0	PPT
Surfactante	NE-118	2.0	GPT
Solución Buffer de alta	BF-7L	1.5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	2.0	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0.25	GPT

Con base en lo anterior y según la evaluación y análisis realizados, el fluido de fractura óptimo para el campo Llanito es el siguiente:

Tabla 20. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Llanito, SpectraStar 2500 formación "Mugrosa"

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Bactericida	X-cide 207	0.3	PPT**
Controlador de Arcillas	Clay Treat	2	GPT
Solución buffer de baja	BF-3	2.0	PPT
Polímero	GW-3	25.0	PPT
Surfactante	NE-118	2.5	GPT
Solvente Mutua	US-40	20	GPT
Solución Buffer de alta	BF-7L	1.5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	2.0	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0.25	GPT

Tabla 21. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Llanito, SpectraStar 3000 formación "Toro Shale"

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Bactericida	X-cide 207	0.3	PPT**
Controlador de Arcillas	Clay Treat	2	GPT
Solución buffer de baja	BF-3	2.0	PPT
Polímero	GW-3	30.0	PPT
Surfactante	NE-118	2.5	GPT
Solvente Mutua	US-40	20	GPT
Solución Buffer de alta	BF-7L	1.5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	2.0	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0.25	GPT

Por los resultados obtenidos en el laboratorio se puede decir que el fluido de fractura óptimo es compatible con el crudo de las dos formaciones de interés y moja las arenas preferencialmente por agua, además, se logro disminuir los valores de tensión interfacial que tenia el fluido de referencia los cuales eran de 1.99 dynas/cm para la formación Toro Shale y de 3.34 dynas/cm para la formación Mugrosa hasta valores de 1.12 y 1.04 dynas/cm respectivamente, aunque no fuera este el fluido seleccionado para realizar los próximos trabajos de fracturamiento debido a que no son económicamente viables, aun teniendo en cuenta lo anterior los resultados de tensión interfacial con los fluidos seleccionados se lograron disminuir a 1.32 y 1.47 dynas/cm respectivamente.

Los fluidos de fractura óptimos presentan buena apariencia, textura, capacidad de soporte de la carbolita 16/20 y excelentes propiedades reológicas, puesto que ambos presentan una viscosidad inicial elevada (510 y 800 para las formaciones Mugrosa y Toro Shale respectivamente) tal y como lo exigen los requisitos preestablecidos, estabilidad durante la primera media hora y rompimiento antes de 2 horas.

5. RECOMENDACIONES

Incluir en el procedimiento y metodología de ensayos de laboratorio para la optimización y análisis de fluidos de fractura, las pruebas de compatibilidad del gel lineal con los fluidos de formación (crudos) ya que finalmente el desplazamiento del gel con la carbolita se realiza con fluido lineal el cual queda en contacto con la cara de la formación.

Estudiar detalladamente la relación costo beneficio, con el fin de determinar la posibilidad de utilizar el fluido que ofrece los mejores resultados para las pruebas de compatibilidad y tensión interfacial, buscando garantizar en un porcentaje mucho más alto, que los trabajos de estimulación sean lo mas exitosos posible.

No realizar precalentamiento de la celda del reómetro, donde se ubica la muestra a evaluar, ya que realmente en la formación no existen condiciones isotérmicas sino un aumento gradual de la temperatura hasta llegar al fondo de la formación.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALI, Syed, *et al.* Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. En: Oilfield Review, Vol. 14, N° 2, (Otoño de 2002); p. 35. www.slb.com
2. *Ibíd.*, p. 42
3. BIVINS, Craig H., *et al.* Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review, Vol. 17, N° 2, (Otoño de 2005); p 37. www.slb.com
4. *Ibid.* p 38.
5. BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986
6. BONILLA, Fernando. Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento. Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila. p. 5-11. www.usco.edu.co
7. CONWAY, Michael W, *et al.* Chemical Model for the Rheological Behaviour of Cross linked Fluid Systems. En: SPE Journal Paper N° 9334, (February 1983); p. 315-320.
8. CRAMER, David, D; WOO, George, T and DAWSON, Jeffrey, C. Development and Implementation of a Low-Polymer-Concentration Cross linked Fracturing Fluid for Low-Temperature Applications. En: SPE Journal Paper N° 91418, (September, 2004)
9. CREWS, James, B. and HUANG, Tianping. Internal Breakers for Viscoelastic-Surfactant Fracturing Fluids. En: SPE Journal Paper N° 106216, (March, 2007)
10. CREWS, James, B and HUANG, Tianping. Nanotechnology Applications in Viscoelastic-Surfactant Stimulation Fluids. En: SPE Journal Paper N° 107728, (June, 2007)
11. DAWSON, Jeffrey, C; CRAMER, David, D and LE, Hoang V. Reduced Polymer Based Fracturing Fluid: Is Less Really More? En: SPE Journal Paper N° 90851, (September, 2004)
12. ECONOMIDES, J. Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third edition. Houston, Texas: 1989.

13. ELBEL, Jack, L and THOMAS, Ron, L. The use of viscosity stabilizers in high temperature fracturing. En: SPE Journal Paper N° 9036, (May, 1980)
14. ENGELS, J.L, *et al.* A Mechanical Methodology of Improved Proppant Transport in Low-Viscosity Fluids: Application of a Fiber-Assisted Transport Technique in East Texas. En: SPE Journal Paper N° 91434, (September, 2004)
15. ENRIQUEZ, T; OLSON, D and LOPEZ H. Spectra Star 2500 & Spectra Frac 3000 at 180F, 140F & 100F. BJ Services Permian Region Laboratory Fann 50 Report. Odessa, Texas: 2003.
16. FERRÉ, Joan. El Diseño Factorial Completo 2^k. Universidad Rovira Y Virgili, Departamento de Química Analítica y Química Orgánica, Grupo de Quimiometría y Cualimetría, Tarragona.
17. GADIYAR, Bala, *et al.* Optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque. En: Oilfield Review, Vol. 16, N° 3, (Invierno de 2004); p. 21 y 22. www.slb.com
18. HARRIS, P.C, and HEATH, S. J. Rheological Properties of Low-Gel-Loading Borate Fracture Gels. En: SPE Journal Paper N° 52399, (November, 1998); p. 230-235.
19. HSU, Christie, H and CONWAY, Michael, W. Fracturing Fluids for Deep, Hot Formations. En: SPE Journal Paper N° 9707, (November, 1981); p. 2213-2218)
20. KAKADJIAN, S. *et al.* Cross linked Emulsion To Be Used as Fracturing Fluid. En: SPE Journal Paper N° 65038, (February, 2001)
21. LESCARBOURA, Jaime A.; SIFFERMAN, Thomas, R. and WAHL, Harry, A. Evaluation of Fracturing Fluid Stability by Using a Heated, Pressurized Flow Loop. En: SPE Journal Paper N° 10962, (June, 1984); p. 249-255.
22. MALONE, Mark R.; NELSON, Scott G and JACKSON, Randy. Enzyme Breaker Technology Increases Production, Grayburg-Jackson Field, Southeast New Mexico: A Case History. En: SPE Journal. Paper N° 59709, (March 2000); p. 1-2
23. *Ibid*, p. 6-32
24. Mc-Cabe, M.A., *et al.* Applications of a New, Efficient Hydraulic Fracturing Fluid System. En: SPE Journal, Vol 14, N° 2, Paper N° 56204, (May, 1999); p.139-143.

25. Norma API RP 13M: "Recommended Practice for the Measurement or Viscous Properties of Completion Fluids" ANSI/API: "Recommended Practice 13M". Identical to ISO 13503-1:2003 "Petroleum and natural gas industries- Completion fluids and materials-Part 1: Measurement of viscous properties of completion fluids", Washington D.C. First edition, July 2004.
26. Norma API RP 39: "Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-linked Water-based Fracturing Fluid", American Petroleum Institute, Washington D.C. Third Edition, May 1998
27. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition 1977.
28. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 3: Interfacial Tension and Wettability", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition 1977.
29. NSI TECHNOLOGIES, INC. Hydraulic Fracturing. 3rd edition. Tulsa, Oklahoma: 1997. Cap. A. History. p 7-21.
30. Ibid., p. 72-74
31. NSI TECHNOLOGIES, INC, op. cit., Cap. D. Fluid Quality Control. p. 34
32. PARKER, M, *et al.* New Hydraulic Fracturing Fluid Technology Reduces Impact On the Environment Through Recovery And Reuse. En: SPE Journal. Paper N° 80590, (March 2003); p. 1
33. ROGERS, Rudy, E; VEATCH Jr, Ralph, W and NOLTE, Kenneth, G. Pipe Viscosimeter Study of Fracturing Fluid Rheology. En: SPE Journal Paper N° 10258, (October, 1984); p. 575-581.
34. SAAVEDRA, Nestor, F; ORDOÑEZ, Anibal, LOZANO, Eduardo. Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros área Llanito. ECOPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo, Unidad de Investigación, (Diciembre de 2006)
35. SLAHEDDINE, Ketj, *et al.* Nuevas aplicaciones para surfactantes viscoelásticos. En: Oilfield Review, Vol. 16, N° 4, (Primavera de 2005); p. 10 www.slb.com
36. Ibid., p. 12

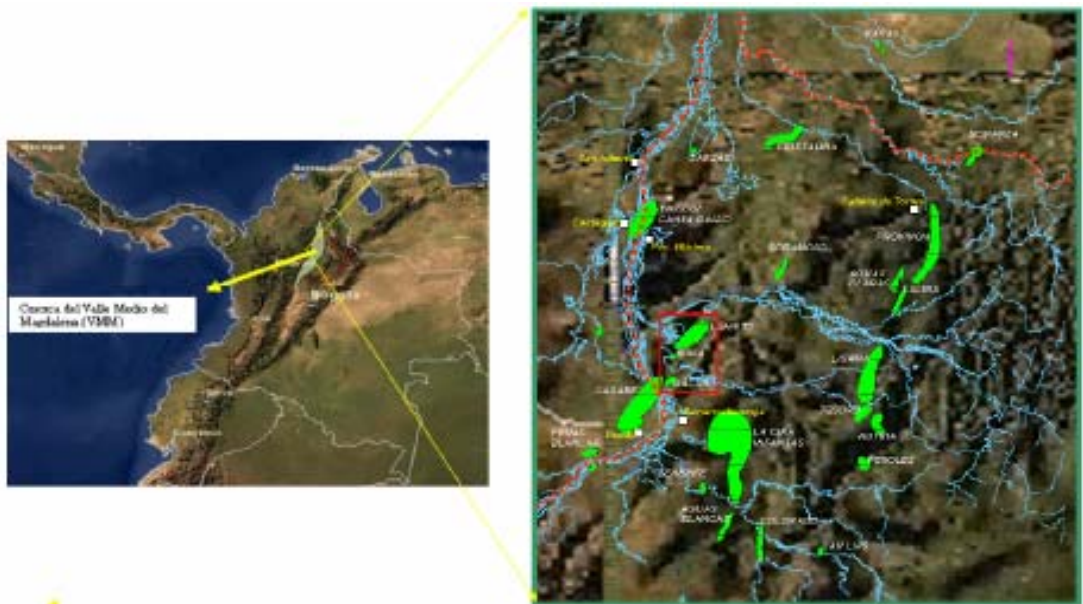
37. SYDANSK, Robert, D and SERIGHT, Randall, S. When and Where Relative Permeability Modification Water-Shutoff Treatments Can Be Successfully Applied. En: SPE Journal Paper N° 99371, (May, 2007); p. 236-247)
38. TAYAL, Akash; KELLY, Robert M. and KHAN, Saad. Viscosity Reduction Of Hydraulic Fracturing Fluids Through Enzymatic Hydrolysis. En: SPE Journal, Vol. 2, Paper N° 38432, (June 1997); p. 204 – 205.
39. VIZCAINO BUENO, Heidy Lorena y DORIA CARRASCAL, Linda Malena. Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el Campo Santa Clara (Neiva). Bucaramanga, 2007, 271 p. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
40. WELTON, T. D and Van DOMELEN, M. S., High-Viscosity-Yield Acid Systems for High-Temperature Stimulation. En: SPE Journal Paper N° 98237, (February, 2006)
41. YANG, Zhenzhou, *et al.* Case Study of Fracturing Fluid Optimization for MHF in a Low-Permeability Gas-Field in China. En: SPE Journal Paper N° 64773, (November, 2000)

ANEXO A. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LLANITO Y GENERALIDADES

A.1. Localización del campo Llanito [34]

El Campo Llanito están ubicados en la parte Norte de la concesión De Mares, en el departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con la ciudad de Barrancabermeja, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito como se muestra en la figura A1. En esta figura se observa el mapa geográfico en donde se ubica el campo Llanito, respecto a la ciudad de Santa fe de Bogotá, como la zona sombreada en rojo, ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena. Las zonas sombreadas de verde son campos aledaños.

Figura A1. Ubicación Campo Llanito



Fuente: ECOPETROL S.A.

A.2. Historial de producción del campo [34]

El área productiva Llanito - Gala – Cardales fue descubierta en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente al sector más Norte del tren productivo del sistema de fallas de Casabe. El aceite original reportado en la actualidad es de 314 Mbbls, a la fecha cuenta con una producción diaria de 3,796 BOPD y 1,2 KPCD de gas, con una producción acumulada a Diciembre de de 2006 de de 62.77 M Bls de aceite y 75,5 MPC de gas.

Se han perforado alrededor de 105 pozos (61 pozos activos, 37 inactivos, 2 abandonados, 4 secos, 1 abastecedor), su explotación ha sido de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28,000 ppm de Cl⁻.

La exploración inició el 19 de Febrero de 1955 con el pozo Llanito-1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13,561 pies, sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos. A partir de la perforación del primer pozo y hasta Octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, con objetivo terciario (zonas C y B de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos, Llanito 6 y 8, fueron abandonados como acuíferos. En Diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito-9, en las zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural. Este pozo se considera como descubridor del Campo Llanito.

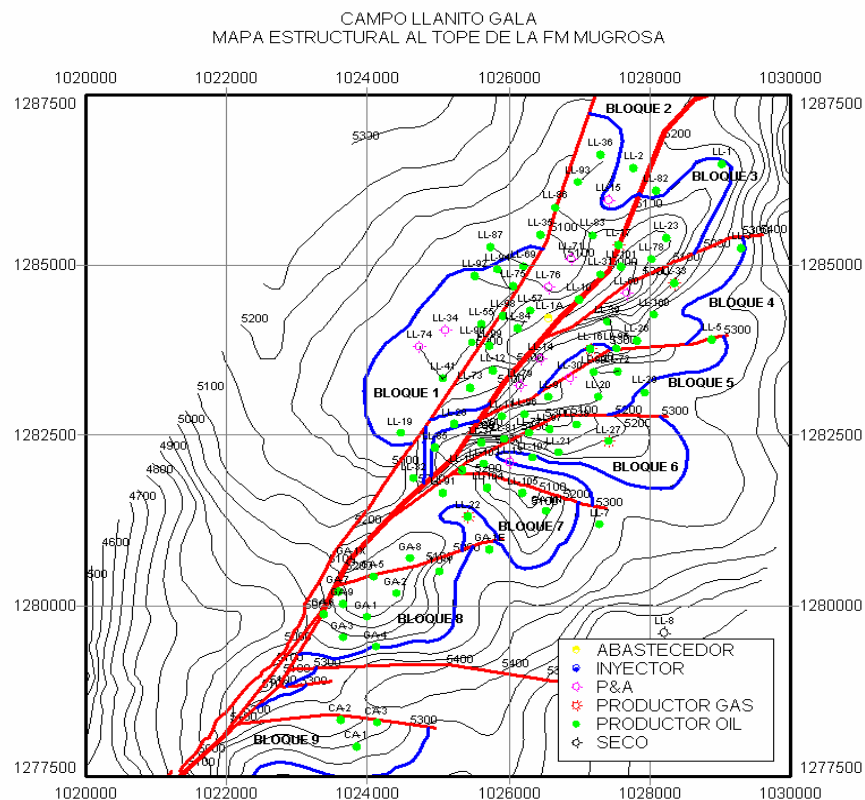
Hasta Octubre de 1964 se habían perforado cuarenta y cuatro pozos considerados como parte del primer desarrollo, de los cuales dos fueron secos y tres gasíferos. Durante 1977 se terminó el pozo Llanito Norte-1, que fue posteriormente abandonado (seco) definiendo el límite Norte del área productora. A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres. Durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales fueron productores.

A finales de 1985 se descubre el Campo Gala, ubicado al sur del Campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforan los pozos Cardales-1 y Yuma-1, ubicados en la parte sur del Campo Gala. En el primer semestre del año 2004 se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de cinco pozos, con corazonamiento en uno de los pozos de 148 pies, donde se recuperaron 125.5 pies de los intervalos de interés en las zonas B y C de la Formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de Resonancia Magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT, utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros, con el objeto de capturar información que me permitiera disminuir la incertidumbre en la identificación de zonas petrolíferas con baja resistividad.

El área Llanito-Gala-Cardales continua en la fase de recuperación primaria y el sistema de levantamiento artificial utilizado es bombeo mecánico. La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2300 psi a -5200 pies BNM para la Zona B y en 2600 psi a -6200 pies BNM para la Zona C. El área no cuenta con una buena historia de presión debido a la ausencia de información. En los últimos pozos se registraron presiones de formación con la herramienta MDT encontrando que el 80% de las arenas de las Zonas B y C se hallan con presión original, lo cual indica el alto potencial que existe en el área.

Del comportamiento de la producción por pozo se observa que los yacimientos muestran un descenso drástico de la presión en los primeros cinco años de producción (tasa de declinación promedio de 0.026 nominal mensual), con un posterior periodo de estabilización (declinación promedio de 0.012 nominal mensual), con base en lo cual se plantea que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. El punto de burbuja medido en las Zonas B y C varía según el bloque de producción entre 750 psi (Zona B, Gala-9) y 2,240 psi (Zona C, Llanito-12) a temperatura de yacimiento. La producción actual de área es de 3900 Bapd de los cuales 1900 Bapd corresponden al Campo Llanito, 1450 Bapd al campo Gala-Cardales y 550 Bapd al campo Galán.

Figura A2. División por bloques del área Llanito - Gala - Cardales



La Figura A2 representa la estructura principal (Zona B Formación Mugrosa) de los Campos Llanito, Gala y Cardales y los bloques en que se ha dividido el área.

A.3. Evaluación Geológica [34]

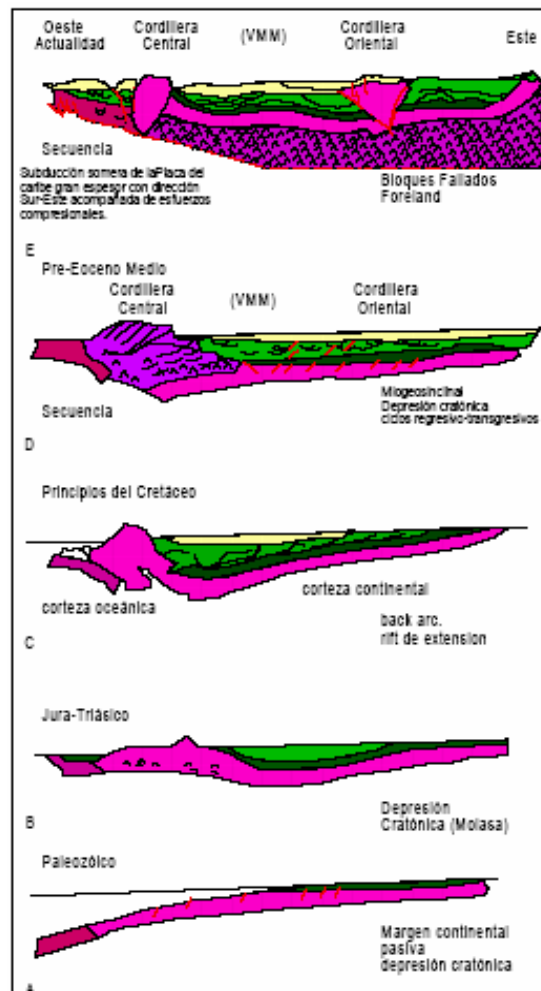
La evolución tectónica del área de estudio durante el Mesozoico y Cenozoico involucró múltiples estadios. Cada uno de estos estadios de evolución se caracteriza por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica. A la vez se presenta una íntima relación entre la tectónica y la sedimentación, la cual tiene importantes implicaciones en la geología del petróleo de la cuenca.

- *Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico)*: Se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.
- *Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno)*. El principal evento es la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se relleno de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y abandono de los ambientes marinos.
- *Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano)*. La cuenca se relleno de sedimentos cuya depositación fue controlada por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. A la base de esta secuencia se presenta la discordancia regional del Eoceno y la mega secuencia depositada sobre esta, involucra rocas fluviales de las formaciones la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente

de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.

- *Cuenca Intramontana (Mioceno)*. El principal evento tectónico fue la Orogenia Andina. El levantamiento de la Cordillera Oriental significó el inicio de la cuenca Intramontana del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental.

Figura A3. Evolución Tectono-Estratigráfica del valle medio del Magdalena



La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento. En la Figura A3 se resume el marco geológico y tectónico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

A.4. Modelo Estratigráfico [34]

La sección perforada por los pozos en este campo la conforman rocas del Jura Triásico de la Formación Girón, Cretáceo de las Formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna, Umir; rocas del Terciario de las Formaciones Esmeraldas la Paz, Mugrosa, Colorado, Real y Mesa las cuales hacen parte de las formaciones de interés para este estudio.

A.4.1. Descripción de las formaciones de interés (Terciario)

La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual está constituida por arenas y tobas andesíticas, las cuales contienen arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

A.4.1.1. Formación Real (Mioceno)

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el Campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

A.4.1.2. Formación Colorado (Mioceno Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

A.4.1.3. Formación Mugrosa (Oligoceno Zona B y C)

El tope de la formación lo determina un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones partas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

A.4.1.4. Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio

a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con importantes

Figura A.4. Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA							
Period	Epoch	Formation	Lithology	Source and Karogen	Reservoir Rock	Seal	Producing Fields
TERTIARY	Quaternary	Mesa					
	Pleistocene	Real					
		La Cira					
	Miocene	Colorado					
		Mugrosa					
	Oligocene	Esmeraldas					
		La Paz					
	Eocene	Lisama					
		Umir					
	CRETACEOUS	Maesbrich	La Luna		II		
Campanian							
Santonian							
Coniacian							
Turonian							
Albian							
Aptian							
JURASSIC	Barremian	Rosa Blanca		II			
	Neocomian	Tambor					
PRE-MESOZOIC		Girón					
		Basement					

ANEXO B. GENERALIDADES SOBRE EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

B.1. Razones Para Fracturar [39]

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos en un alto porcentaje, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección - producción, etc., y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que las recomendaciones sean económicamente rentables para los inversionistas.

A nivel de ECOPETROL se han realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos del cinco por ciento), mientras que a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados. Lo anterior ha sido debido a que no existía una cultura de fracturamiento, escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología. Los resultados obtenidos en ese entonces, aunque lograron aumentos de producción, no tuvieron la continuidad requerida y los resultados que permitieran maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

Actualmente, se cuenta con una mejor tecnología y metodologías para realizar muy buenos trabajos de fracturamiento hidráulico convencionales y especiales que nos ayudan a solucionar una gama de problemas mucho más amplia (como el problema de control de arenas). La experiencia ha mostrado que las últimas mejoras que han tenido los trabajos de fracturamiento hidráulico como alternativa tecnológica han permitido lograr resultados técnicos y económicamente exitosos haciendo que otros campos dirijan su atención e interés hacia esta técnica.

Vale la pena mencionar que una de las conclusiones del primer foro de Fracturamiento Hidráulico en Colombia realizado en el ICP en el año 2005 con la participación de Empresas operadoras y de servicios de Colombia fue: “**TODOS LOS POZOS SON INICIALMENTE CANDIDATOS PARA FRACTURAR, LO IMPORTANTE ES DETERMINAR CUALES NO LO SON**”.

B.2. Descripción de los principales motivos para fracturar

A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo:

B.2.1. Sobrepasso del daño de formación

Al realizar la fractura hidráulica se mejora la conexión entre el pozo y el yacimiento creando un canal de alta conductividad que permita incrementar la producción (acelerar o incorporar reservas) y mejorar la economía del pozo incrementando su VPN.

B.2.2. Arenamiento

Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar trabajos de fracturamiento hidráulico tipo **Screless**, cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente.

B.2.3. Aumento del régimen de producción

Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

B.2.4. Mejoras en el recobro final

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Gracias al fracturamiento hidráulico es posible extender el tiempo antes de llegar al límite económico, lo cual permite que la recuperación final de un pozo sea incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos

pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos. La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.

B.2.5. Mejor uso de la energía del yacimiento

Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

B.2.6. Aumento del régimen de inyección

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyektividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector. Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es usual inyectar a presión a la formación los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias.

B.3. Propiedades de las rocas. [23]

La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Por lo tanto, las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Esta iniciación y propagación de la fractura, significa que el material está respondiendo de una forma plástica y que cambios irreversibles están ocurriendo en él. No obstante, el comportamiento lineal de la elasticidad es una herramienta útil cuando se estudian fracturas, debido a que el esfuerzo y la deformación pueden ser todavía descritas por la teoría elástica.

Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas. Para un material isotrópico, donde las propiedades son independientes de la dirección, dos constantes son suficientes para describir el comportamiento elástico, estas son las constantes de Young y Poisson.

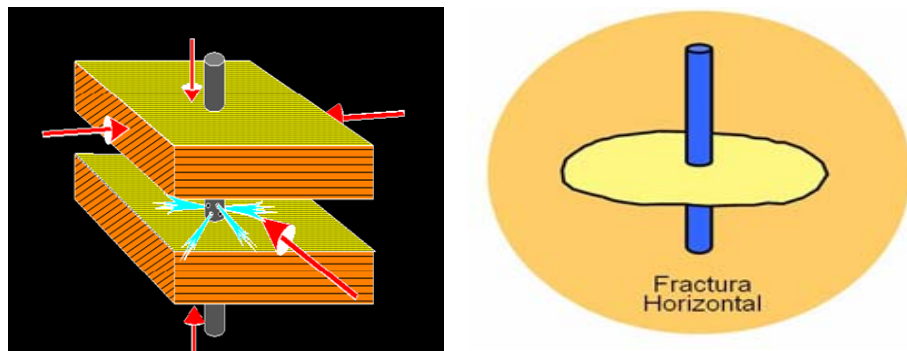
B.4. Orientación y forma de la fractura. [23, 39]

B.4.1. Orientación de la fractura.

Experimentos de laboratorio y de campo se han desarrollado estudiando el comportamiento de las fracturas. Entre estos encontramos planteamientos en los cuales expresan que en las regiones donde se presentan fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales el mayor esfuerzo es el horizontal. De lo anterior podemos inferir, cuando en una operación de fracturamiento se incrementa la presión de fondo hasta fracturar la roca, el plano a lo largo del cual se inicia la fractura esta en sentido perpendicular al plano del

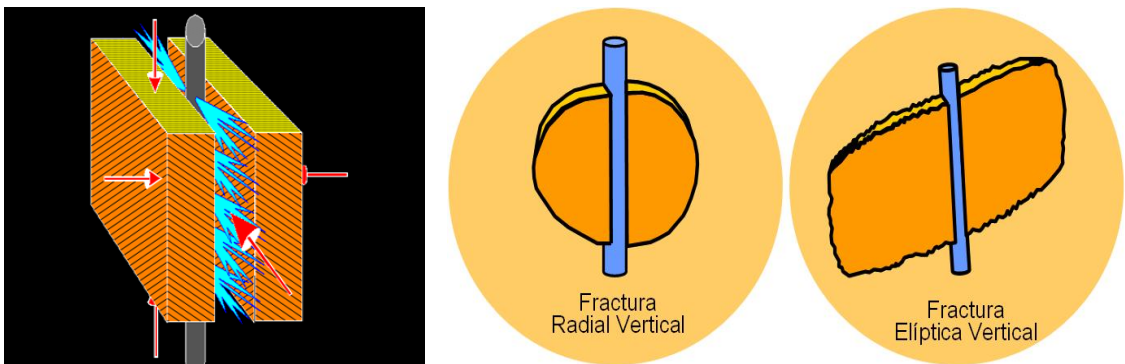
menor esfuerzo principal. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo vertical es menor que el horizontal, ó la fractura es vertical cuando crece perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. Ver figuras B.1. y B.2.

Figura B.1. Orientación de la fractura Horizontal y esquema de la misma.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

Figura B.2. Orientación de la fractura Vertical y esquema de la misma.



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

B.4.2. Forma de la fractura.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles

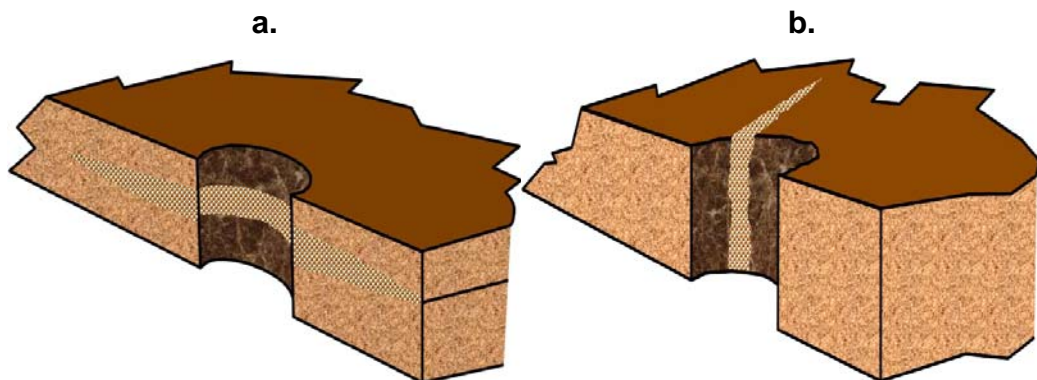
de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del hueco. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de **overburden** ($P_{ob} = \sigma_2$).

De ese modo la máxima profundidad a la cual se puede producir una fractura horizontal (excepto en áreas de fuerza de compresión activas) se puede determinar partiendo de la siguiente condición:

$$\left(\frac{2\nu}{1-\nu} \right) \sigma_z + s_t > \sigma_z$$

donde el término $\left(\frac{2\nu}{1-\nu} \right) \sigma_z + s_t$ es la presión para iniciar la fractura vertical y σ_z es la presión para iniciar la fractura horizontal.

Figura B.3. a) Fractura Hidráulica horizontal, b) Fractura Hidráulica Vertical.



Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005

Algunas veces las fracturas horizontales son estudiadas como verticales debido a la facilidad de sus cálculos, lo que no es muy exacto. Gubert Wills usando su análisis de confinamiento de las rocas en la zona elástica, estudiaron el caso de fracturas oblicuas. Estas fracturas se caracterizan porque su orientación forma un ángulo ϕ con la horizontal. La expresión desarrollada por Hubbert y Wills es:

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_z + \sigma_H}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_z - \sigma_H}{2} \right) * \text{Cos}(2\phi)$$

ANEXO C. PROPANTE, APUNTALANTE O MATERIAL DE RELLENO

La efectividad del tratamiento de fractura depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que tiene el material para mantenerla abierta. Esto ha sido verificado en numerosos tratamientos donde la producción aumentó y se mantuvo estable por largos periodos de tiempo. El propante es por lo general una arena sintética compuesta por muchos granos de geometría esférica que finalmente quedan depositados en el interior de la fractura luego que el fluido de fractura se degrada y retira de la misma. Su función es mantener abierta las fracturas creadas y formar una especie de filtro granular para lograr optimizar la permeabilidad de la formación y aumentar el flujo de los fluidos.

Para que una formación o cualquier material sea permeable debe ser poroso (debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber los fluidos). Sin embargo, la porosidad no es suficiente, pues los poros deben estar interconectados por canales como fallas o grietas, para que los fluidos dispongan de una especie de camino por donde fluir. Cuantos más caminos haya más permeable es la formación [12].

Esta es la finalidad del fracturamiento hidráulico y el propante colabora para ello. Como propante generalmente se utilizan varios tamaños (16/20, 20/40 etc.) y tipos de arenas incluyendo arena natural, arena tamizada acorde con las necesidades específicas, arena cubierta de resina y propantes cerámicos sintéticos de resistencia media o alta según sea la presión de cierre de la fractura [17].

C.1. Tipos de Agente de soporte

En la industria del petróleo son muchos los materiales de soporte utilizados para el fracturamiento hidráulico, siendo el más convencional y de mayor uso la arena. Con el desarrollo de nuevas tecnologías, los materiales de soporte son más resistentes y capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo. Dentro de los más comunes encontramos:

- Arena.
- Cáscara de nuez.
- Bolas de aluminio o acero.
- Esferas de cristal.
- Arenas recubiertas con resina (curado parcial y completo).
- Bauxita.
- Cerámicos.
- Cerámicos recubiertos con resina.

La cáscara de nuez y las bolas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su costo y bajo rendimiento debido a que tendían a incrustarse en formaciones blandas. Las esferas de vidrio se desarrollaron para mayores profundidades, pero también fueron descartadas debido a que ciertas presiones de confinamiento estallan, generando una excesiva cantidad de partículas finas. De acuerdo a su resistencia a la compresión, los materiales de soporte actualmente en uso se recomiendan para las siguientes presiones de cierre:

Tabla C.1. Presiones de confinamiento para distintos materiales de soporte.

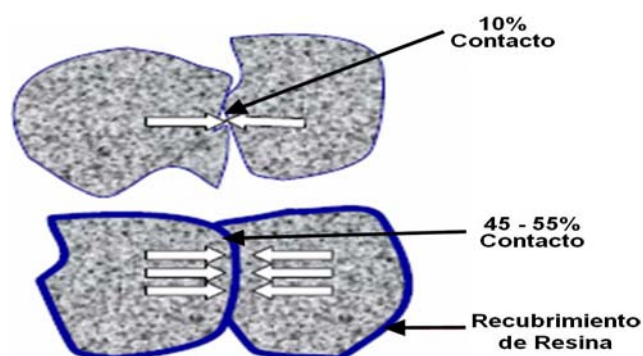
Material de Soporte	Presión de confinamiento (psi)
<i>Arena</i>	Hasta 5000
<i>Arena recubierta de resina</i>	Hasta 8000
<i>Bauxita</i>	Hasta 17000
<i>Cerámicos</i>	Hasta 19000

Fuente: BJ services company S.A. Handbook hydraulic fracturing, 1986.

C.1.2. Material de Soporte de Resistencia intermedia

Las arenas recubiertas de resinas pretenden ser una clase de material de soporte entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia. Por este motivo se las designa como de “resistencia intermedia”. Las arenas recubiertas de curado completo cumplen perfectamente este requerimiento. Las de curado parcial poseen menos resistencia inicial, pero una vez ubicada en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos materiales son particularmente útiles en el fracturamiento de pozos gasíferos o aquellos donde se producen una excesiva devolución de arena luego de la fractura. El fenómeno de adherencia se muestra en la figura C.1.

Figura C.1. Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial.



Fuente: BJ company services. Curso de fracturamiento hidráulico. 2005.

C.1.3. Material de soporte de alta resistencia

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos. Presentan el inconveniente de su elevado costo comparado con los otros materiales y su alta densidad (3.60 g/cm^3 para la bauxita y 2.9 g/cm^3 para los cerámicos) ocasionan problemas en cuanto al incremento de las posibilidades de decantación en la fractura y en equipos de superficie.

Los agentes de sostén del tipo cerámico desarrollados últimamente son más económicos que la bauxita y de una calidad similar a esta. Con ello, se ha logrado reducir la gran incidencia del costo del material de soporte sobre el valor total de la operación.

C.2. Selección del material de soporte

Las funciones del material de soporte es mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se produce. La primera función está ligada a la resistencia del material de soporte y a su relación con la formación (incrustamiento).

La segunda función está relacionada al tamaño (granulometría), densidad superficial (concentración, forma de transporte, ancho empaquetado) y también a la resistencia del material de soporte. En la selección del material de soporte se debe tener en cuenta la presión de confinamiento a la que estará sometido dentro de la fractura.

ANEXO D. PRINCIPALES PROPIEDADES DE UN FLUIDO DE FRACTURA

El fluido de fracturamiento transmite presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubique dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido para permitir la producción de hidrocarburos.

En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de toda operación.

Su adecuada elección depende de un gran número de consideraciones previas a la operación, surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles, costos, etc. Un fluido de fracturamiento tiene que cumplir las siguientes características importantes:

- **Viscoso:** Para iniciar y propagar la fractura.
Para transportar el material de soporte al pozo.
Para minimizar pérdidas de fluido, para llevar el material de soporte dentro de la fractura.
Para minimizar pérdidas de fluido.

- **No viscoso:** Para ser fácil de manejar en superficie
Para minimizar la fricción tubular.
Para prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura.
Para facilitar su recuperación y limpieza.

Otras de las características que debe tener un fluido de fractura para obtener resultados exitosos al momento de realizar una operación de fracturamiento son las siguientes:

D.1. Debe ser compatible con la formación

Esta característica es la más crítica, ya que si por ejemplo la naturaleza química del fluido ocasiona hinchamiento de las arcillas naturales de la formación, ellas taponarán los canales de los poros y el tratamiento será un fracaso.

D.2. Debe ser compatible con los fluidos de la formación

Si el fluido de fracturamiento crea emulsiones y/o lodos con el crudo de la formación entonces se causa taponamiento en vez de estimulación. Por otra parte el fluido de fracturamiento no debe causar problemas de depositaciones inorgánicas ni orgánicas. Es por ello que la compatibilidad es una característica crítica.

D.3. Debe ser capaz de mantener en suspensión el material de sostén y de llevarlo dentro de la fractura

Se necesitan grandes viscosidades para transportar el material de sostén y para desarrollar la anchura de la fractura necesaria para crear y sostener fracturas largas. Es bien conocido que anchuras de fracturas reducidas resultantes de fluidos de baja viscosidad no le permitirán al material de sostén ser transportado lejos de la cara de la formación.

D.4. Debe ser un fluido eficiente

Un alto porcentaje del fluido debe permanecer en la fractura y no perderse hacia la formación. La eficiencia del fluido es lograda generalmente combinando un fluido de viscosidad alta con aditivos controladores de filtrado. Estos aditivos pueden consistir de material emplastante, agentes empuentantes, microemulsiones o gas emulsificado.

D.5. Debe ser fácil de remover de la formación

La reducción de la viscosidad es necesaria de tal manera que el fluido de tratamiento pueda ser removido de la formación fácilmente. La viscosidad de un fluido es generalmente reducida por degradación termal en pozos de alta temperatura o por degradación controlada a través del uso de agentes rompedores como enzimas, oxidantes o ácidos débiles. La degradación controlada es esencial para que un fluido mantenga su viscosidad durante el tratamiento y que se degrade y pierda su viscosidad después del tratamiento.

D.6. Debe tener bajas pérdidas de presión por fricción en la tubería y en la fractura

Se han desarrollado sistemas modernos que ofrecen altas viscosidades pero propiedades de pérdidas de presión por fricción reducidas, la mayoría de estos fluidos se bombean a presiones mas bajas que los fluidos de baja viscosidad, tales como el agua y el aceite, a través de la supresión de la turbulencia usando sistemas de polímeros de cadena larga.

D.7. Debe ser estable de tal manera que mantenga sus propiedades reológicas a través de todo el tratamiento

Un fluido que rápidamente pierde su viscosidad por adelgazamiento térmico o por degradación no es aplicable en tratamiento de pozos de alta temperatura. Un fluido de fracturamiento debe ser capaz de mantener la viscosidad diseñada con mínima pérdida de viscosidad a través del tiempo a la temperatura de fondo de pozo.

D.8. La preparación del fluido debe ser simple y fácil de hacer en el campo

Los fluidos de fracturamiento deben tener efectividad de costos y ser de fácil preparación en el campo. Uno de los más importantes y realistas criterios de selección de un fluido de fracturamiento es la relación costo-beneficio en el tratamiento de la formación bajo estudio. Obviamente, un fluido puede tener todas las propiedades físicas y químicas requeridas pero puede tener una alta relación costo-beneficio que no lo hace ser un fluido ideal.

**ANEXO E. ADITIVOS MÁS COMUNMENTE USADOS EN LAS
FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE
AGUA [6, 9, 12, 13, 18]**

Muchos productos adicionales han sido descubiertos y son agregados para optimizar las características del fluido de fractura. Los fluidos de fracturamiento usados hoy en día requieren del uso de 7 a 8 diferentes aditivos. Es recomendable verificar siempre la compatibilidad de cada aditivo con la formación y sus fluidos, para evitar daños irreversibles que luego generen mayores costos en su recuperación.

Entre los aditivos mas comunes usados hoy en día para la preparación de Fluidos de Fractura están: bactericidas, buffers, surfactantes, estabilizadores de arcilla, polímeros, reticuladores (crosslinkers) y rompedores. La clave para la selección de los aditivos químicos es preguntarse si realmente se necesitan y si funcionarán, sin embargo se recomienda mantener la formulación del fluido de fractura lo más simple y sencilla posible [12].

E.1. Bactericida o Biocida

Son agregados para detener el crecimiento de bacterias anaerobias en la formación. De igual forma previenen la degradación del polímero mientras el fluido de fractura es almacenado en los tanques en el campo. Esto debido a que los polisacáridos (polímeros que son usados como gelificantes), son una excelente comida para las bacterias. Éstas, no sólo disminuyen la viscosidad de los fluidos de fractura reduciendo el peso molecular del polímero base, sino que además pueden reducir los iones sulfato a sulfuro de hidrógeno, H_2S , un gas extremadamente peligroso y de mal olor. Materiales como glutaraldehídos y

aminas cuaternarias son usados para controlarlas. Los bactericidas no son necesarios en fluidos base aceite ni en ácidos gelificados.

E.2. Inhibidor o estabilizador de arcilla

Las arcillas son placas de óxido de aluminio y silicona. Las partículas cargadas negativamente resultan cuando el balance entre aluminios y oxígenos es roto. Entonces los cationes en solución crean una nube cargada positivamente, haciendo que las partículas se repelen unas con otras provocando su migración y por lo tanto el bloqueo de los espacios porales reduciendo así la permeabilidad.

Los estabilizadores previenen la dispersión de las partículas de arcilla. Soluciones con 1% a 3% de KCl son suficientes para minimizar el daño provocado por el fluido de fractura. Además se pueden usar aminas cuaternarias que poseen un grupo cargado positivamente que es atraído por la carga negativa de las arcillas.

E.3. Buffer o controladores de pH

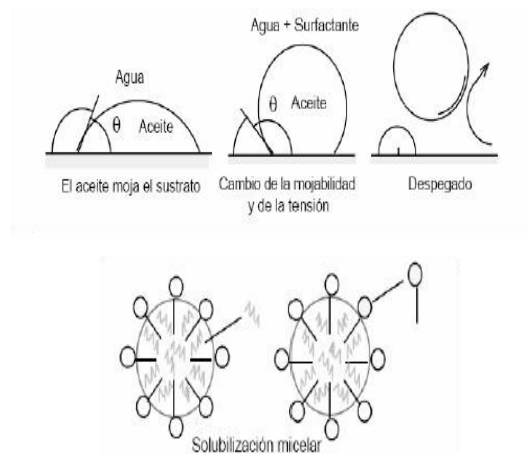
Son soluciones que permanecen estables a cualquier cambio de temperatura, adición de ácidos y/o bases. En el fluido de fractura controlan el pH durante las reacciones de hidratación del polímero y de reticulación. Son componentes importantes debido a que sobretodo los fluidos base agua, son muy sensibles al pH. Éstos deben encontrarse en los valores adecuados para que se lleve a cabo correctamente la preparación del fluido de fractura.

E.4. Surfactantes

Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen el agua) como hidrofóbicos (que repelen el agua).

Reducen la tensión interfacial entre el fluido de fractura y el crudo de la formación. Cuando se agregan a un fluido acuoso las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras conocidas como **micelas**.

Figura E1. Comportamiento de un surfactante en agua y solubilización micelar



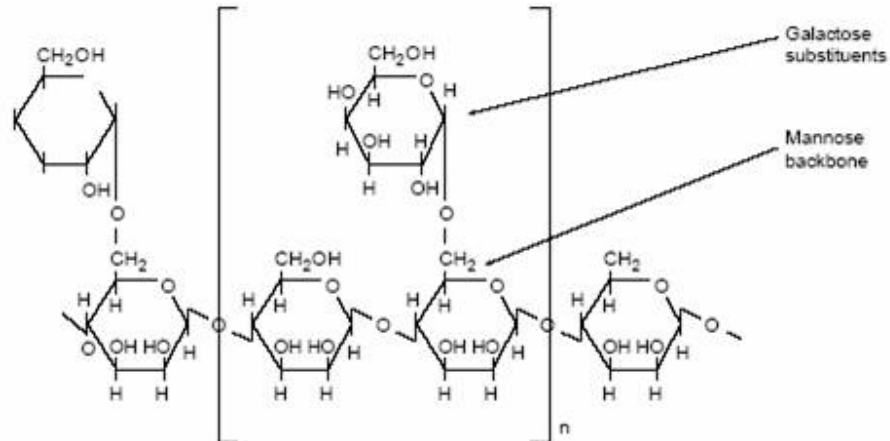
El aceite que moja la superficie es atacado por la solución que contiene el surfactante, como se ve en la figura E1. El ángulo de contacto del aceite cambia (se hace mayor de 90°) hasta que finalmente es despegado de la superficie, formando las micelas que típicamente son esféricas. Este fenómeno comúnmente se conoce como detergencia ya que los surfactantes son muy usados en los detergentes comerciales.

E.5. Polímeros o gelificantes

Muchos polímeros solubles en agua pueden ser usados para mantener una viscosidad que sea capaz de transportar el propante incluso a temperatura ambiente. Uno de los primeros polímeros utilizados fue la goma Guar. Este es un polímero de cadenas largas de alto peso molecular compuesto por dos unidades de manosa y una de galactosa, los cuales son azúcares. El Guar proviene de una

semilla de donde es extraído y pulverizado. Cuando el polvo es agregado al agua las partículas se inflan e hidratan.

Figura E2. Unidad estructural del Guar.



El Guar puede combinarse con oxido de propileno para producir hidroxipropilguar (HPG). (Ver figura E3) Alguna vez fue considerado menos dañino que el guar, pero estudios recientes han indicado que ambos generan igual grado de daño a la formación. Su diferencia es que el HPG es más soluble en alcohol que el guar debido a la adición de menos sustituyentes hidrofílicos.

Los derivados celulósicos son también utilizados en fluidos de fracturamiento. La hidroxietilcelulosa HEC, (Ver figura E4) se utiliza cuando se desea un fluido muy limpio. Estos polímeros tienen un enlace compuesto de unidades de glucosa. Las moléculas de Guar contienen grupos hidroxilo posicionados en orientación *cis*, en cambio las moléculas de HEC, estos grupos están en posición *trans* lo que los convierte en compuestos más difíciles de crosslinkear. Sin embargo, pueden reticularse con circonio (Zr) a un pH de 10 a 12 [12].

Figura E3. Unidad estructural del hidroxipropilguar, HPG [12]

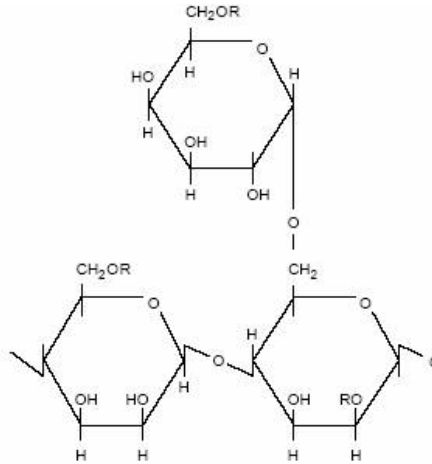
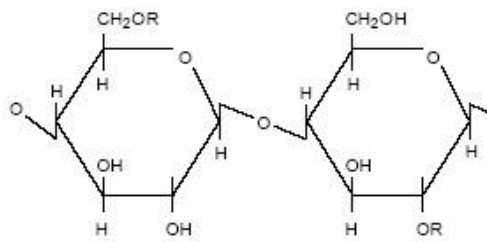


Figura E4. Unidad estructural del hidroxietilcelulosa, HEC [12]



E.6. Reticuladores o Crosslinker

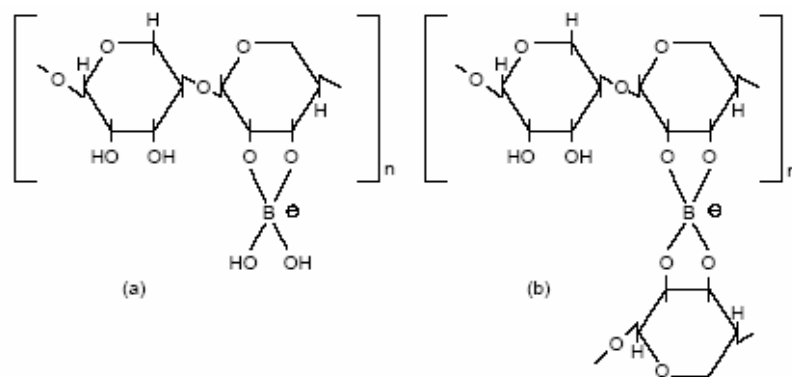
En todos los tratamientos los crosslinker más comunes son los iones boratos ya que aumentan la viscosidad del fluido de fractura uniendo las cadenas de polímero y son relativamente más limpios (no dejan residuos).

Las reacciones de reticulación ocurren a altos pH. Un valor de pH típico de un fluido de fractura que permita adecuar el reticulador y la capacidad de transporte del propano está entre 9.8 y 10.2 [25].

El complejo metálico reacciona con el guar y/o HPG por el lado de las cadenas de galactosa formando un complejo como se ve en la figura E5 a. Como las

moléculas se superponen el complejo formado puede reaccionar con otra unidad polimérica y así formar una red reticulada como se ve en la figura E5 b. Entonces una nueva especie es creada con mucho mayor peso molecular del que tenía la unidad polimérica inicial [12].

Figura E5. Reacción de reticulación del guar con boratos [12]

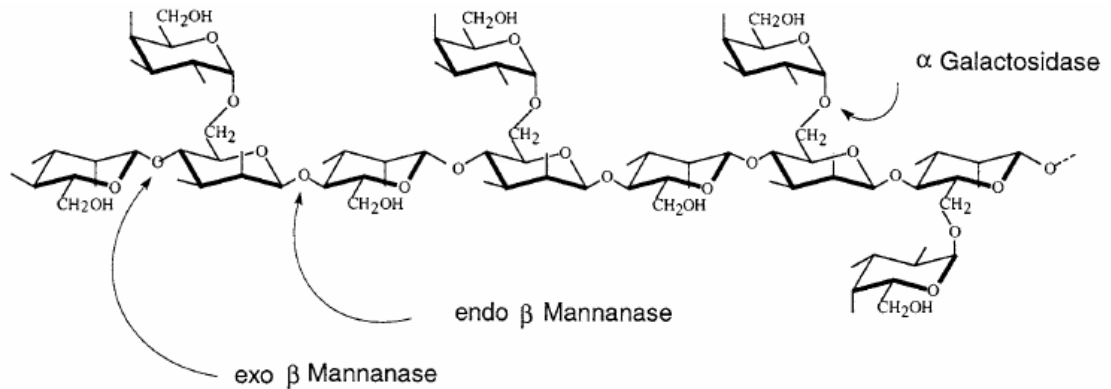


E.7. Rompedores

Son importantes debido a que permiten la degradación del gel dentro de la fractura en la etapa final del Fracturamiento Hidráulico. El rompedor se encarga de modificar los parámetros del surfactante: las micelas colapsan, la viscosidad disminuye y mejora el flujo de retorno del fluido de fractura.

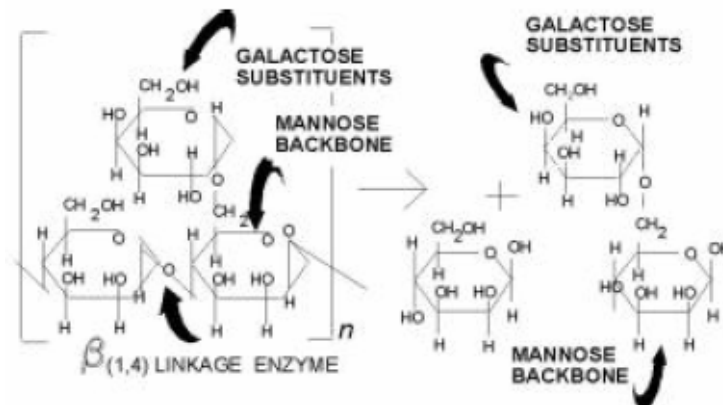
Los métodos de rompimiento como oxidantes, oxidantes encapsulados, ácidos débiles y enzimas, son los más frecuentes, siendo estas últimas las más ambientalmente benignas y eficientes ya que dividen la molécula rompiendo los enlaces del polímero base del fluido de fractura, disminuyendo su peso molecular y por lo tanto disminuyendo la viscosidad de la solución, ya que las cadenas son más pequeñas. En la figura E6 se muestra la estructura típica de **galactomannanase** (goma guar), y los sitios susceptibles para ser dividido por el efecto de tres enzimas. [38]

Figura E6. Típica estructura de una molécula de guar mostrando los sitios susceptibles para ser dividido por las respectivas enzimas [37]



Los ácidos presentan desventajas asociadas con su química ya que tienen una reactividad no específica. Los oxidantes por su naturaleza, reaccionarán con cualquier sustancia disponible incluyendo los tubos que se introducen en el pozo para su perforación. Si se usan enzimas, no se recomienda usar cualquier enzima ya que puede presentarse hidrólisis al azar de la molécula de polímero, resultando en una degradación parcial, que generará residuos, cadenas cortas relativamente insolubles que se depositarán y finalmente causarán daños en la permeabilidad de la formación [22].

Figura E7. Mecanismo de degradación enzimático del polímero natural guar [21]



En la figura E7 se muestra como las enzimas reducen la molécula de guar, reduciendo el peso molecular y convirtiéndolo en simples fragmentos de azúcar como glucosa, manosa y galactosa las cuales fluyen más fácilmente [23]

El éxito del Fracturamiento Hidráulico depende del control que se tenga sobre la degradación de la viscosidad del fluido de fractura. Si la degradación ocurre muy pronto, no hay aumento de la permeabilidad de la formación y el propante queda depositado en la entrada de la fractura produciéndose arenamiento.

ANEXO F. PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA EN EL LABORATORIO

Para el caso de los fluidos de fractura preparados en el ICP según la metodología de la empresa de servicios BJ el orden correcto para agregar los aditivos se puede observar en la figura 2, es importante resaltar que cada aditivo se debe agregar tal y como lo indica la metodología; para poder obtener las características deseadas para el fluido de fractura. Se debe, además, realizar la conversión de las concentraciones, a las unidades respectivas, de manera adecuada para efectos de las mediciones en laboratorio. Por lo general en laboratorio se prepara un volumen de 500 ml de fluido de fractura. Para todas y cada una de las evaluaciones realizadas se siguió el mismo procedimiento.

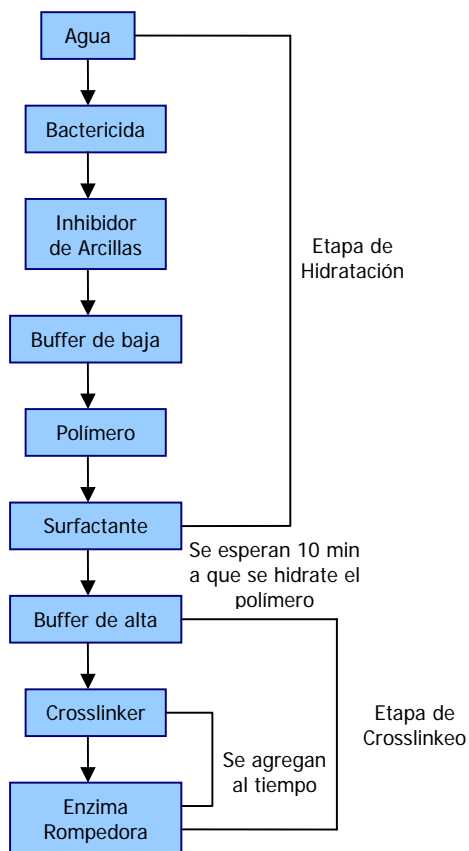
Descripción del proceso paso a paso:

- Se mide en una probeta 500 ml de agua del campo Llanito y se depositan en el vaso de la licuadora utilizada para darle la agitación necesaria, teniendo en cuenta que el agua no sea de formación ya que esta presenta una alta dureza que finalmente afectara las propiedades del fluido de fractura.
- Se coloca el agua en un agitador mecánico que proporciona una velocidad de agitación de aproximadamente 3000 rpm. Es importante destacar que todos los aditivos se van agregando uno a uno según el orden ya especificado en la figura F1 y con una agitación permanente durante toda la preparación del fluido
- Se pesa la cantidad de bactericida establecida por la formulación del fluido previamente conocida ya que este aditivo es sólido. Se agrega al agua que se encuentra en agitación
- Se pesa la cantidad de inhibidor de arcillas requerido para la preparación del fluido y se agrega a la mezcla.

- Se pesa el buffer de baja puesto que también es un sólido y se agrega. De igual forma se pesa el polímero y este se agrega a la mezcla con el cuidado de que esta adición sea lenta para que no se presente la formación de “ojos de pescado” o grumos indeseados para la buena preparación del fluido. Es importante tener en cuenta que el polímero se agrega antes que el surfactante para evitar la formación de espuma.
- Se mide el volumen de surfactante requerido y se agrega a la mezcla.
- Después de agregado todos y cada uno de los aditivos anteriores se mide el pH con un pHmetro ya que en esta primera etapa que es la fase de hidratación del polímero, el pH debe estar en un rango de 5.0 a 8.0 que son los valores recomendados para una buena hidratación del gel.
- Se deja homogenizar la mezcla de 10 a 15 minutos a partir del momento en que se agrega el polímero. Es importante resaltar que aquí ya se empieza a observar como va aumentando la viscosidad aparente del gel y para saber cuanto es la viscosidad inicial esta se mide con un viscosímetro.
- Lugo de pasados los 10 o 15 minutos se mide la cantidad de buffer de alta necesario y se agrega. Después de agregar este se mide nuevamente el pH que debe estar entre 9.5 y 10.5 para que pueda ocurrir la reacción de reticulación o etapa de crosslinking.
- Se miden los volúmenes necesarios de crosslinker y enzima rompedora los cuales se deben agregar “al vuelo” es decir, simultáneamente. Hay que resaltar que la cantidad de enzima rompedora que se agrega a la preparación del fluido es suministrada de la mezcla 66:1 agua/enzima ya que si esta se agrega pura como viene inicialmente se rompe el fluido instantáneamente y nunca tendrá las características deseadas.
- Se observa el tiempo de vórtice (tiempo transcurrido desde cuando se agregan los dos últimos aditivos, hasta cuando se cierra el vórtice generado por las aspas del agitador mecánico).

- Finalmente, una vez el vórtice se cierra, se detiene el agitador, y se agita manualmente el gel en el vaso. Se mide el tiempo de “release” (tiempo que tarda el gel en tomar la consistencia adecuada, o en “armar”).
- Se comprueban las propiedades viscosas de manera cualitativa mediante la formación de la lengua del gel.

Figura F1. Metodología de preparación de un Fluido de Fractura



ANEXO G. FLUIDO DE FRACTURA O GEL VIVO Y ROTO

Una vez se agregan los últimos aditivos (generalmente el reticulador o agentes activadores y el rompedor) y se somete al tiempo de “release” al fluido de fractura, se obtiene el gel **VIVO**, es decir tal como se utiliza en el trabajo de Fracturamiento Hidráulico con una elevada viscosidad (> 100 cp). Ver Figura G1. El gel **ROTO** es aquél que por efectos de la temperatura, rompedor, shear rate y la degradación en el tiempo, a disminuido su viscosidad a un valor < 100 cp (por Heurística se ha determinado este umbral para distinguir entre un gel vivo y un gel roto). Ver figura G2. En el laboratorio, para romper más rápidamente un gel, basta con agregarle 1.0 ml del rompedor puro y someterlo a la temperatura de la formación en un horno por un periodo de tiempo hasta que quede completamente líquido.

Figura G1. Fluido de Fractura vivo o gel vivo.



Figura G2. Fluido de Fractura roto o gel roto, después de agregar rompedor puro y someterlo a temperatura



ANEXO H. TENSIÓN INTERFACIAL, MOJABILIDAD Y COMPATIBILIDAD [27, 28]

H.1. Tensión interfacial

Las moléculas que se encuentran en la interfase de un líquido tienden a ser atraídas por la fuerza que ejercen las moléculas del otro líquido y viceversa. Se mide en unidades de dynas/cm.

En la industria del petróleo se requiere que esta fuerza sea mínima con el objetivo de obtener la mayor cantidad de crudo posible. Por esta razón, la tensión interfacial (al igual que la superficial) puede reducirse con el uso de aditivos emulsificantes. Estas sustancias se acumulan en la zona de contacto de las dos fases de la emulsión, reduciendo así, la tensión interfacial.

H.2. Mojabilidad Visual

La prueba de mojabilidad visual se realiza para determinar la tendencia que tiene un surfactante a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación quede con mojabilidad preferencial por agua.

Un método cuantitativo para la medición de la mojabilidad consiste en medir el ángulo de contacto entre el fluido y la roca, pero es más usado el método cualitativo ya que recurre a propiedades macroscópicas y al efecto de la mojabilidad sobre las características del flujo multifásico en el medio poroso. Así, se puede establecer que si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase mojante, ejemplo agua), esta condición se traduce en que:

- La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea y por lo tanto es necesario usar energía externa para sacarla de allí.
- Si la fase no mojante (por ejemplo aceite o crudo) es expulsada del medio poroso en forma espontánea entonces no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Luego, solo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.

Los pasos a seguir para evaluar la mojabilidad visual en los fluidos de fractura con respecto a la arena de la formación se describe detalladamente a continuación:

- Se trituran y tamizan (malla 20/60), arenas de la formación Mugrosa y toro Shale, específicamente de los pozos LN-116 y LN-117 respectivamente ^{II} en las profundidades de 6652 y 6598 ft para la formación Mugrosa y 7840.5 ft para la formación Toro Shale,
- Se agregan 10 ml de la arena triturada y tamizada en un frasco con tapa especial para pruebas de mojabilidad.
- Se prepara el fluido de fractura a evaluar (como se indicó en el anexo F), se rompe y se agregan 100 ml al frasco con la arena. Se agita vigorosamente y se deja reposar 1 hora. Transcurrido este tiempo se decanta el líquido sobrenadante.
- Se preparan aparte dos probetas con tres muestras de 200 ml: una con agua (fase acuosa) y una con varsol (fase aceitosa).
- Se toma una muestra de la arena con el fluido de fractura, y se deja caer suavemente en cada una de las probetas.
- Se observa el comportamiento de la arena al entrar en contacto con cada fase, así; la dispersión completa de la arena en el medio, indica que la suspensión

^{II} Debido a que los principales horizontes productores, para Llanito, según estudios anteriores, son las arenas Mugrosa y algunas zonas de interés en las arenas Toro Shale (ver anexo A) se decidió tomar muestras de los pozos LN-116 y LN-117 respectivamente, que se hallaban disponibles en la Litoteca del ICP y que también producen por este tipo de arenas.

de estos, está preferencialmente mojada por la fase donde fueron agregados. Si se aglomeran, indica que la suspensión no moja en dicha fase. Si se aprecia el mismo grado de dispersión en ambas fases se dice que la mojabilidad es intermedia y no se puede evaluar de forma visual.

H.3. Compatibilidad fluido-fluido

Esta prueba suele ser usada para la optimización de surfactantes, solventes mutuales y aditivos controladores de sedimentos. Los fluidos a ser probados son mezclados en cierta proporción e induciéndose la formación de una emulsión. La muestra es calentada y la demulsificación o rompimiento es monitoreada como una función del tiempo.

El procedimiento experimental llevado a cabo en el laboratorio para evaluar esta propiedad entre los fluidos de fractura y el crudo de la formación se realiza con los pasos descritos a continuación, el procedimiento utilizado para evaluar los geles rotos y vivos es el mismo:

- Se prepara el fluido de fractura a evaluar, vivo o roto
- En tres frascos con tapa de 100 ml, se agregan 20 ml, 80 ml y 50 ml, del fluido de fractura a cada uno, respectivamente.
- Se agrega crudo de la formación a cada uno de los tres frascos hasta que se completan los 100 ml. Este crudo debe estar previamente calentado a la temperatura de la formación
- Se tapan los frascos y se agitan a 8000 rpm (ultra Turrax T-25) durante un periodo de 30 seg.
- Se introducen los frascos semi-tapados a un horno a la temperatura de la formación (140° F para la formación Toro Shale y 130° F para la formación Mugrosa).

Se evalúa el comportamiento de compatibilidad a los 15 min, 1 hora y 2 horas de evaluación. Se retiran del horno los frascos, se toman los registros respectivos y se realizan observaciones como: formación de precipitados, precipitados flotantes, formación de emulsiones, cambios de coloración, formación de nubosidades, aspecto de la interfase de los dos líquidos, etc.

Otra prueba muy similar es la compatibilidad entre aditivos. El término de “compatibilidad” entre aditivos que son usados en cualquier tratamiento de estimulación, está relacionado con la posible reacción fisicoquímica entre los productos usados, la cual generalmente va acompañada con la formación de precipitados o emulsiones, así como cambios de pH, color o viscosidad.

**ANEXO I. COMPATIBILIDADES ENTRE LOS FLUIDOS DE FRACTURA Y EL
CRUDO DEL CAMPO**

Figura I1. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (1) base agua roto.

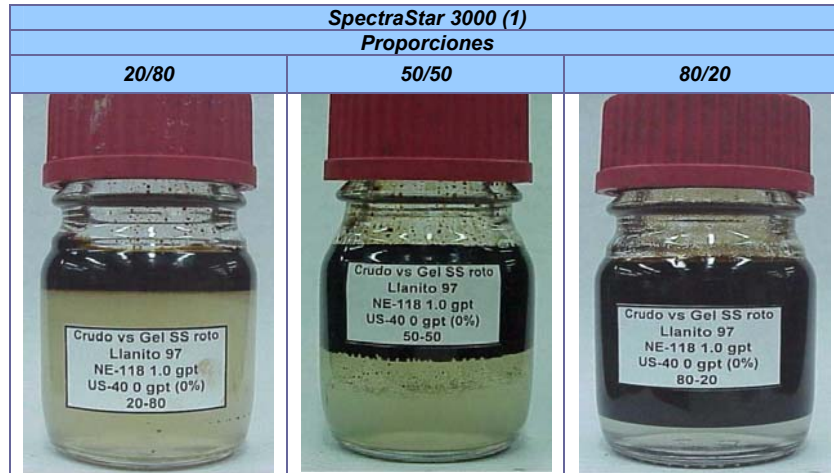


Figura I2. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (1) base agua roto.

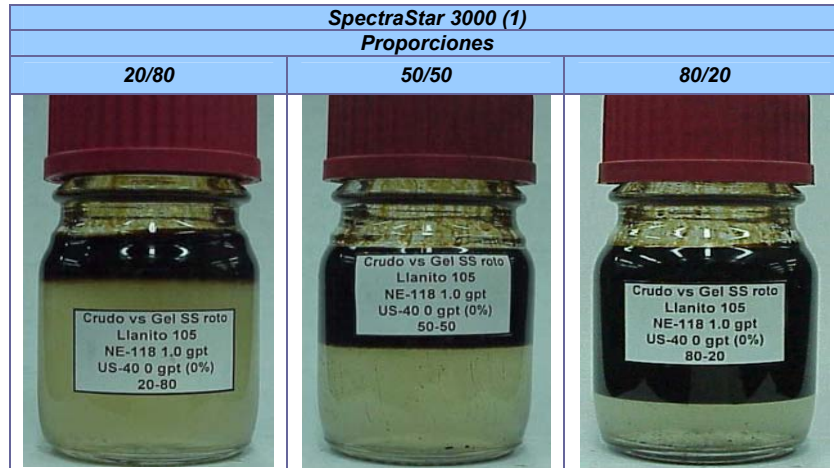


Figura I3. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (2) base agua roto.

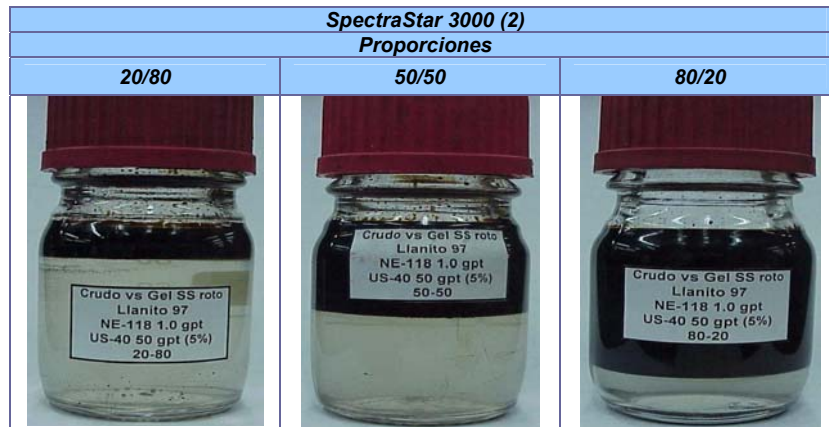


Figura 14. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (2) base agua roto.

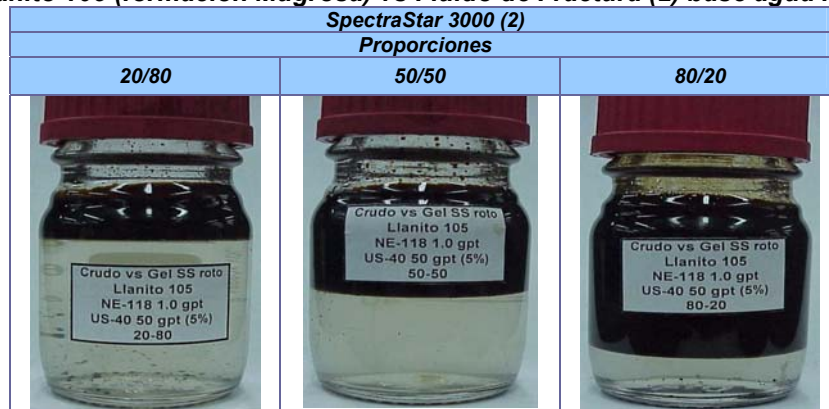


Figura 15. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (3) base agua roto.

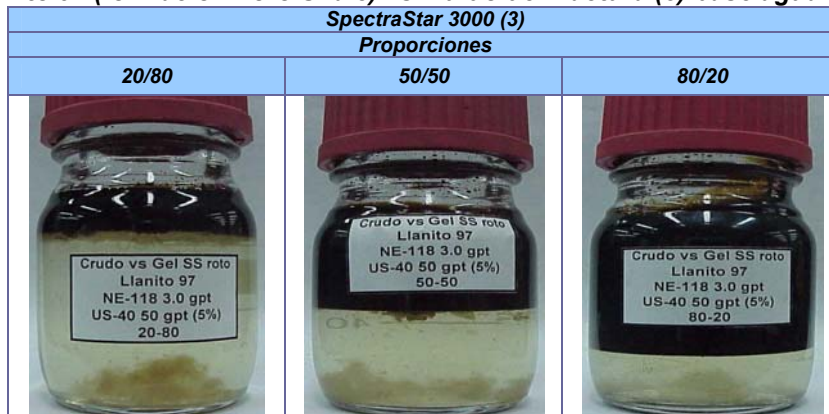


Figura 16. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (3) base agua roto.

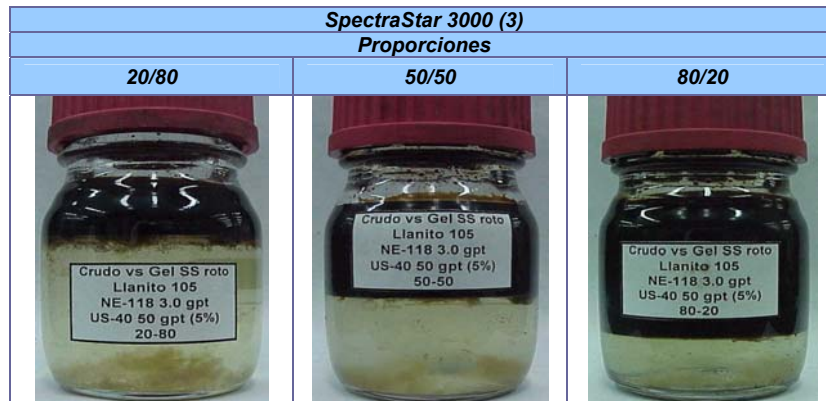


Figura 17. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (4) base agua roto.

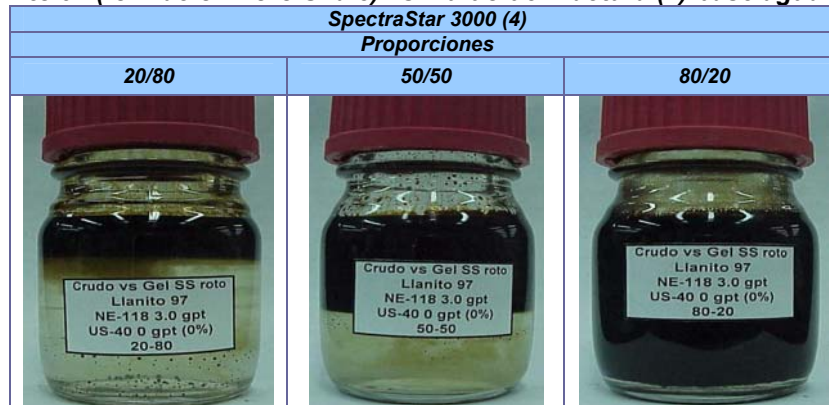


Figura 18. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (4) base agua roto.

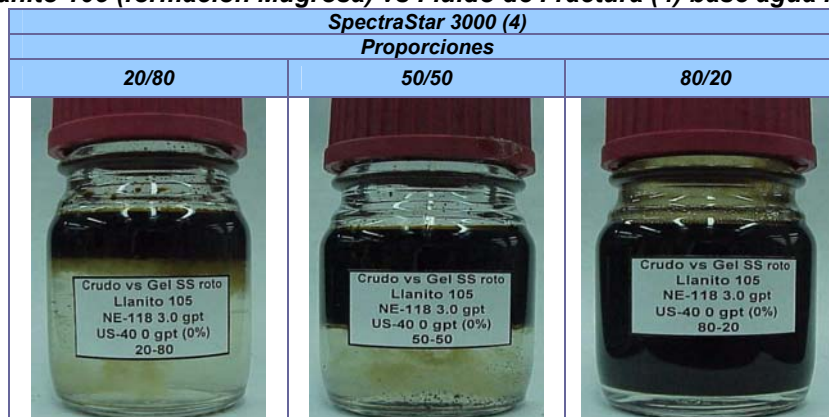


Figura 19. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (5) base agua roto

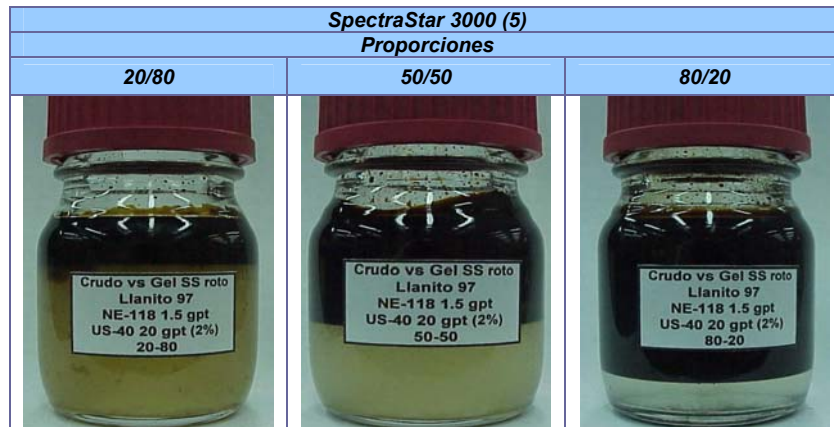


Figura I10. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (5) base agua roto.



Figura I11. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (6) base agua roto



Figura I12. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (6) base agua roto

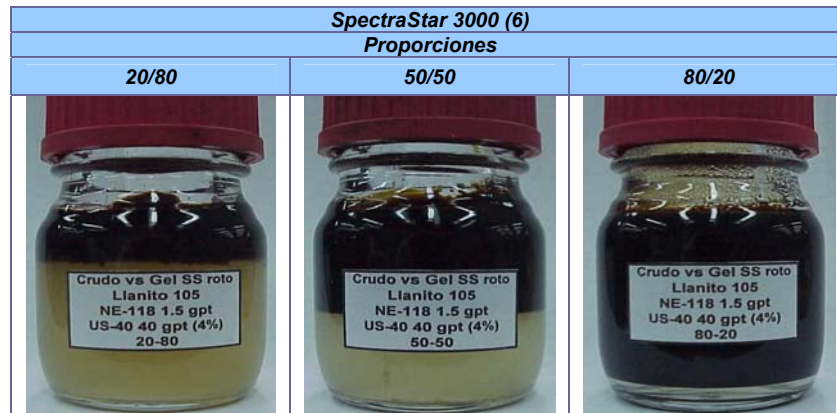


Figura I13. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (7) base agua roto



Figura I14. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (7) base agua roto



Figura I15. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 97 (formación Toro Shale) vs Fluido de Fractura (8) base agua roto

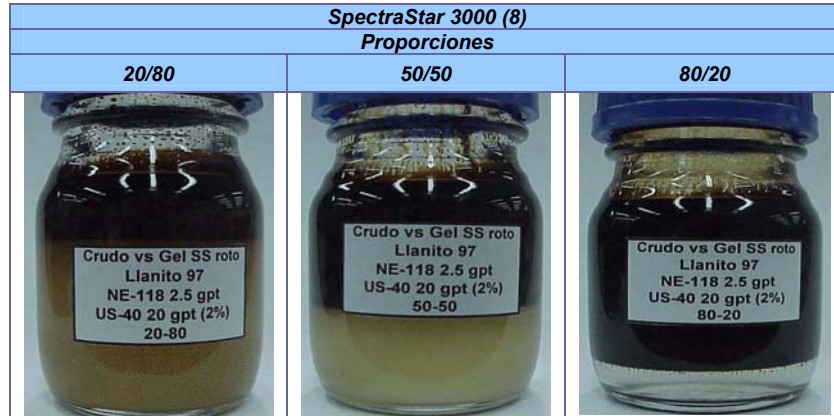
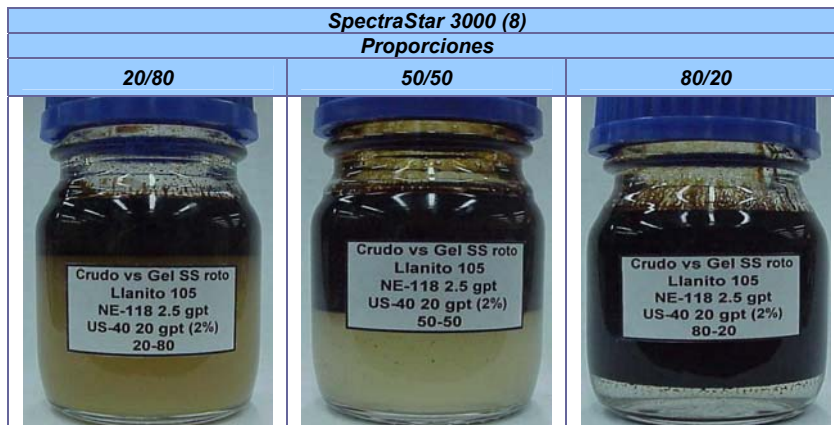


Figura I16. Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad entre el crudo Llanito 105 (formación Mugrosa) vs Fluido de Fractura (8) base agua roto



ANEXO J. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE MOJABILIDAD VISUAL

*Figura J1. Prueba de mojabilidad visual para el fluido de referencia
a. Dispersión en fase acuosa; b. Aglomeración en fase aceitosa.*



a.



b.